Office national de l'énergie

National Energy Board

Les sables bitumineux du Canada :

Perspectives *de* l'offre *et du* marché *jusqu'en* 2015

Évaluation du marché de l'énergie • octobre 2000

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada representée par l'Office national de l'énergie 2000

N° de cat. NE23-89/2000F
ISBN 0-662-85138-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur: (403) 292-5503
Téléphone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2000

Cat. No. NE23-89/2000E
ISBN 0-662-29467-X

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

101-00387/

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures iv

Liste des tableaux v

Liste des acronymes vi

Avant-propos viii

Sommaire ix

Chapitre 1: Introduction 1

Chapitre 2: Réserves de sables bitumineux 5
2.1 Introduction 5
2.2 Réserves de bitume 5
2.3 Genèse, migration et biodégradation du pétrole 7
2.4 Caractéristiques des sables bitumineux et du bitume 7
2.5 Caractéristiques des réservoirs 9
2.6 Géologie des régions de sables bitumineux de l'Alberta 10
2.6.1 Stratigraphie 10
2.6.2 Structure 10
2.6.3 Description des réservoirs 11
2.7 Conclusion 12

Chapitre 3: Les pionniers des sables bitumineux 14
3.1 Introduction 14
3.2 Les débuts 14
3.3 Sidney C. Ells 15
3.4 Karl A. Clark, Ph. D. 19
3.5 Premiers projets 21
3.5.1 Bitumount 21
3.5.2 Abasand 22
3.5.3 Le rapport Blair 22
3.5.4 Premiers projets commerciaux d'extraction/valorisation 22
3.5.5 Premiers projets commerciaux de récupération in situ 23
3.6 Conclusion 23

Chapitre 4: Revue des technologies de mise en valeur des sables bitumineux 25
4.1 Introduction 25
4.2 Installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation 25
4.2.1 Extraction à ciel ouvert 25
4.2.2 Séparation 27

4.2.3 Élimination des résidus 28
4.2.4 Valorisation 29
4.3 Récupération in situ 29
4.3.1 Stimulation cyclique par la vapeur d'eau 30
4.3.2 Déplacement par la vapeur d'eau 30
4.3.3 Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur 31
4.4 Récupération primaire du bitume 32
4.4.1 Cold Lake 32
4.4.2 Wabasca 33
4.5 Science et technologie 33
4.5.1 Extraction à ciel ouvert et séparation 34
4.5.2 Valorisation 34
4.5.3 Procédés in situ 35
4.5.4 Production primaire 36
4.6 Conclusion 36

Chapitre 5: Coûts de l'offre 38
5.1 Introduction 38
5.2 Méthodologie 38
5.3 Projets d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux 39
5.3.1 Coûts de l'offre - Extraction à ciel ouvert 39
5.3.2 Prévision des coûts de l'offre - Extraction à ciel ouvert 39
5.4 Projets de récupération in situ 40
5.4.1 Coûts de l'offre- Récupération in situ 40
5.4.2 Prévision des coûts de l'offre- Récupération in situ 41
5.5 Régime d'impôts et de redevances touchant les sables bitumineux 43
5.5.1 Nouvelles mesures concernant les impôts et redevances 44
5.6 Conclusion 45

Chapitre 6: Offre de pétrole brut 46
6.1 Introduction 46
6.2 Prévisions de l'offre 46
6.2.1 Méthodologie 46
6.2.2 Extraction à ciel ouvert 47
6.2.3 Incidence des prix - Extraction à ciel ouvert 47
6.2.4 Récupération in situ 48
6.2.5 Incidence des prix - Récupération in situ 49
6.2.6 Production de pentanes plus 49
6.2.7 Demande en diluants 49
6.2.8 Offre nette disponible - Pétrole brut et équivalents 51
6.3 Projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ 53
6.4 Gisement de l'Athabasca 54
6.4.1 Projets d'extraction à ciel ouvert 54
6.4.2 Autres projets d'extraction à ciel ouvert 56
6.4.3 Projets de récupération in situ 57
6.4.4 Autres projets 58
6.5 Gisement de Cold Lake 58
6.5.1 Projets de récupération in situ 58
6.5.2 Autres projets 59

6.6 Gisement de Peace River 59
6.7 Expansion synergique 60
6.8 Conclusion 63

Chapitre 7: Pipelines 65
7.1 Introduction 65
7.2 Centres de distribution de l'Alberta 65
7.3 Pipelines d'amenée 65
7.4 Grands pipelines 68
7.5 Nouveaux pipelines 70
7.6 Conclusion 71

Chapitre 8: Marchés 72
8.1 Introduction 72
8.2 Raffinage/valorisation 73
8.3 Machés du brut canadien 74
8.3.1 Ouest du Canada 74
8.3.2 Est du Canada 75
8.3.3 États-Unis 76
8.4 Concurrence des sources étrangères de brut 82
8.5 Évaluation globale des marchés potentiels du pétrole brut synthétique et du bitume fluidifié 83
8.6 Conclusion 84

Chapitre 9: Environnement 86
9.1 Introduction 86
9.2 Réglementation 86
9.2.1 Cadre réglementaire 86
9.2.2 Initiatives multilatérales 87
9.2.3 Politiques et directives 89
9.3 Problèmes environnementaux 90
9.3.1 Perturbation du sol 90
9.3.2 Utilisation et qualité de l'eau 93
9.3.3 Émissions atmosphériques 94
9.3.4 Impacts environnementaux cumulatifs 99
9.3.5 Effets socio-économiques 100
9.4 Conclusion 101

Glossaire 105

Annexe 1: Méthode d'estimation des ressources appliquée par l'EUB 110

Annexe 2: Coûts de l'offre - Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur 112

Annexe 3: Indicateurs économiques, Canada 115

Annexe 4: Facteurs de conversion 116

FIGURES

2.1	Régions de sables bitumineux de l'Athabasca, Cold Lake et Peace River	5
2.2	Parcours de migration du pétrole	7
2.3	Caractéristiques du bitume	8
2.4	Profil stratigraphique du nord-est de l'Alberta	10
3.1	Sidney C. Ells	15
3.2	Karl A. Clark, Ph. D.	19
3.3	Premiers projects	21
4.1	Ancienne et nouvelle technologies d'exploitation à ciel ouvert	26
4.2	Ancienne et nouvelle technologies de séparation du bitume et de traitement de l'écume	27
4.3	Stimulation cyclique par vapeur d'eau	30
4.4	Installation souterraine d'essai	31
4.5	Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur	32
4.6	Forages horizontaus multibranches	33
5.1	Coûts de l'offre - Dépôts de l'Athabasca - SGSIV	42
5.2	Coûts de l'offre - Dépôts de Cold Lake - SGSIV	42
6.1	Prévisions de l'offre - Extraction à ciel ouvert	47
6.2	Prévisions de l'offre - Récupération in situ	48
6.3a	Production de pentanes plus et demande nette en diluants - Scénario de référence	50
6.3b	Production de pentanes plus et demande nette en diluants - Baril à 14 et à 22 $	51
6.4a	Offre nette disponible - scénario de référence	52
6.4b	Offre nette disponible - baril à 22 $	52
6.4c	Offre nette disponible - baril à 14 $	53
6.5	Projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ	55
6.6a	Demande quotidienne en gaz naturel - Installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation intégrées	61
6.6b	Demande quotidienne en gaz et en électricité - Récupération in situ	62
6.6c	Demande quotidienne en électricité - Installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation intégrées	62
7.1	Pipelines d'amenée	66
7.2	Principaux marchés de brut et pipelines les desservant au Canada et aux États-Unis	69
8.1	Production brute de pétrole synthétique et de bitume fluidifié	72

8.2	Production nette de pétrole synthétique et de bitume fluidifié	73
8.3	Ouest du Canada - Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	75
8.4	Ontario - Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	76
8.5	PADD I Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	77
8.6	PADD II Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	78
8.7	PADD III Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	80
8.8	PADD IV Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	81
8.9	PADD V Arrivages de pétrole brut canadien - 1999	82
9.1	Émissions estimées des gaz à effet de serre	96

TABLEAUX

2.1	Ressources de bitume naturel	6
2.2	Comparaison des ressources mondiales de bitume	6
2.3	Comparaison des caractéristiques des pétroles bruts	9
2.4	Caractéristiques des réservoirs	9
5.1	Coûts de l'offre estimatifs	40
6.1	Projets d'extraction à ciel ouvert	54
6.2	Projets de récupération in situ dans le gisement de l'Athabasca	57
6.3	Projets de récupération in situ à Cold Lake	58
6.4	Installations de cogénération actuelles	60
7.1	Projets d'augmentation de la capacité de transport en grands pipelines	71
8.1	Marchés du brut canadien - 1999	74

Acronymes

AENV	Alberta Environment
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène
CASA	Clean Air Strategic Alliance
CCME	Conseil canadien des ministres de l'environnement
CEMA	Cumulative Effects Management Association
CFC	Chlorofluorocarbures
CONRAD	Canadian Oilsands Network for Research and Development — Réseau canadien pour la recherche-développement sur les sables pétrolifères
COV	Composés organiques volatils
EIA	Environmental Impact Assessment — Évaluation d'impact environnemental
EPEA	Environmental Protection and Enhancement Act
ERCA	Energy Resources Conservation Act
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
GCOS	Great Canadian Oil Sands
GES	Gaz à effet de serre
GPT	Groupe de planification technique
IES	Installation d'essai souterraine
IPS	Inclined Plate Settlers — Décanteurs à plaques inclinées
NSMWG	NOx and SO_2 Management Working Group
OCWE	OSLO Cold Water Extraction — Filière OSLO de séparation à l'eau froide
ONÉ	Office national de l'énergie du Canada
OSCA	Oil Sands Conservation Act
OSLO	Other Six Lease Owners
OSWRTWG	Oil Sands Water Release Technical Working Group
PE	Protocole d'entente
PLA	Public Lands Act
PSV	Primary Separation Vessels — Séparateurs primaires
RAMP	Regional Aquatics Monitoring Program

RAQCC	Regional Air Quality Coordinating Committee
RC	Résidus composites
RSDS	Regional Sustainable Development Strategy
SGSIV	Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
SCV	Stimulation cyclique par la vapeur
TEEM	Terrestrial Environmental Effects Monitoring Program
TOR	Récupération du bitume résiduel
URD	Unité de récupération des diluants
VAPEX	Vapour Extraction Process — Injection de vapeur de solvant
VDU	Vacuum Distillation Unit — Unité de distillation sous vide
WBEA	Wood Buffalo Environmental Association
WRA	Water Resources Act
WTI	West Texas Intermediate

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) a pour mandat d'analyser les perspectives touchant l'offre canadienne de produits énergétiques, y compris l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits, et la demande de ressources énergétiques canadiennes sur le marché intérieur et les marchés étrangers.

Réagissant à l'intégration de plus en plus poussée des marchés de l'énergie, l'Office mettait en oeuvre le programme Évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ), qui vise à fournir des analyses des principales ressources énergétiques, de façon globale ou en fonction d'une ressource en particulier. Le programme ÉMÉ a déjà produit des rapports intitulés Évaluation du marché du gaz naturel (ÉMGN), ainsi que les rapports *L'Énergie au Canada - Offre et demande*.[1]

Le présent rapport ÉMÉ, intitulé *Les sables bitumineux du Canada - Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*, est le premier à traiter précisément du pétrole brut. Il porte principalement sur l'offre et le marché du bitume et du pétrole brut synthétique provenant des sables bitumineux du Canada, jusqu'en 2015. Mais il relate aussi les débuts de la mise en valeur des sables bitumineux, aborde le rôle de la science et de la technologie dans les progrès de cette industrie, et présente les coûts de l'offre, l'infrastructure pipelinière et les enjeux environnementaux reliés à cette exploitation. Il se penche enfin sur les répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité au Canada.

Lors de la préparation de ce rapport, l'Office a mené une série d'entrevues informelles avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie des sables bitumineux, soit des producteurs, des négociants, des raffineurs, des pipeliniers, des associations industrielles, des établissements de recherche, des consultants, des organismes gouvernementaux et des groupes de défense de l'environnement. Plusieurs autres personnes retraitées de l'industrie ont fourni, à titre personnel, une contribution précieuse à ce rapport.

L'ONÉ apprécie grandement l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier toutes les personnes qui ont contribué de leur temps et de leur expertise. Cet apport du milieu a fortement inspiré l'Office dans la formulation de ses points de vue et, intégré aux analyses réalisées par l'Office, il a servi de base à l'établissement des perspectives sur l'offre et le marché présentées dans ce rapport.

Ce rapport contient des prévisions relatives à l'offre et au marché du bitume et du pétrole brut synthétique qui visent essentiellement à informer le public. On ne doit pas lui accorder valeur de recommandation à l'intention du ministre de Ressources naturelles Canada, pas plus qu'il ne doit être perçu comme l'expression d'une opinion en matière de politique énergétique.

1 L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025, publié en juin 1999, est le plus récent rapport.

SOMMAIRE

D'après les plans de mise en valeur rendus publics pour ce qui concerne la période 1996-2010, les projets d'accroissement de la capacité de production de pétrole à partir des sables bitumineux totaliseraient près de 34 milliards de dollars, dont environ sept milliards ont déjà été dépensés. Ces plans comptent une soixantaine de projets qui devraient porter la production combinée de brut synthétique (ou valorisé) et de bitume à environ 300 000 m^3/j[1] en 2010, soit près de trois fois la production actuelle, si tous les projets annoncés se concrétisent. Si on se fie à l'expérience du passé, les cours et les marchés du brut seront volatils, et il est peu probable que tous les projets annoncés se concrétisent comme prévu. Le marché dictera le moment et l'ampleur des augmentations de volumes de production.

Ce rapport examine la situation de l'offre pour ce qui est du pétrole brut synthétique et du bitume et la capacité du marché d'absorber l'offre prévue jusqu'en 2015. Les chapitres sur les réserves de sables bitumineux, les pionniers des sables bitumineux, l'innovation technologique, les coûts de l'offre, la capacité des pipelines et les impacts environnementaux associés à la mise en valeur des sables bitumineux ont pour but de mettre cette étude en contexte.

Il ne fait aucun doute que les sables bitumineux constituent une ressource gigantesque pour le Canada. Le volume ultime de bitume naturel en place est évalué à quelque 400 milliards de mètres cubes, dont 12 %, ou 49 milliards, seraient ultimement récupérables, soit un volume comparable aux réserves prouvées de pétrole classique de l'Arabie saoudite.

Au début des années 1900, l'hypothèse qui voulait que les sables bitumineux soient alimentés par un vaste réservoir sous-jacent d'« huile libre », piégé par les formations de schiste, fut anéantie par les opérations de forage. Pour plusieurs à cette époque, l'intérêt des sables bitumineux résidait dans le fait qu'ils pouvaient servir au revêtement des chaussées. Des routes ont même été revêtues de ce matériau. Mais les coûts de transport des sables bitumineux depuis leur lieu de production rendaient cette application infaisable financièrement. Et comme la demande de carburants de transport était en hausse, les efforts pour valoriser les sables bitumineux en tant que ressource pétrolière se sont multipliés.

Parmi les pionniers des sables bitumineux, deux noms ressortent - Sidney Ells et Karl Clark. Sidney Ells, un fonctionnaire fédéral, est en grande partie responsable des premières initiatives d'exploration et de délimitation des dépôts de sables bitumineux. Conscient des promesses de cette ressource, de 1913 à sa retraite en 1954, il fut le champion infatigable de sa mise en valeur. Karl Clark devenait, en 1921, un des premiers employés du nouvel Alberta Council of Research. Son génie et ses inlassables recherches ont mené à la mise au point du procédé d'extraction à l'eau chaude du bitume, qui est à la base du procédé utilisé par les deux usines d'extraction et de valorisation intégrées de Fort McMurray.

Le rapport Blair, commandé par le gouvernement de l'Alberta et publié en 1950, a conclu à la viabilité économique, à terme, de l'extraction des sables bitumineux et de la séparation du bitume.

1 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

Cette conclusion, conjuguée à une politique provinciale plus souple en matière de concessions, encouragea l'industrie à se lancer dans l'exploitation des sables bitumineux, par des projets d'extraction à ciel ouvert ou de récupération in situ. Cela ouvrit la voie à la première usine intégrée d'extraction/valorisation en 1967, et au premier projet commercial de récupération in situ, en 1978.

Les sciences et les technologies ont toujours joué un rôle vital dans l'industrie des sables bitumineux, et la recherche se poursuit dans un large éventail de secteurs. Les coûts de l'offre pour la production de bitume à partir des sables bitumineux du Canada ont diminué de façon marquée, grâce à l'amélioration continue de tous les aspects de l'exploitation et surtout à la mise en oeuvre d'innovations techniques majeures, dont la plupart ont été introduites dans les années 1990.

Le regain d'intérêt pour les sables bitumineux au cours des années 1990 est largement dû au Groupe de travail national sur les stratégies de mise en valeur des sables bitumineux, dont le rapport, publié en 1995, a mené à l'adoption d'un régime fiscal générique, qui prévoit un traitement uniforme et prévisible en ce qui a trait aux impôts et redevances exigibles de tous les promoteurs. De plus, les recommandations du Groupe ont abouti à la création du Réseau canadien pour la recherche-développement sur les sables pétrolifères, dont on note les efforts fructueux pour la mise sur pied de projets de recherche coopératifs dans le domaine des sables bitumineux.

Dans le cas des installations existantes d'extraction à ciel ouvert, les coûts ont diminué de plus de moitié ces vingt dernières années, les coûts actuels de l'offre se situant autour de 15 $CAN à 18 $CAN le baril, au lieu de production. L'introduction des tombereaux de chantier et des pelles mécaniques, de l'hydrotransport et de la séparation à faible énergie sont les principales raisons qui expliquent cette réduction des coûts.

Pour ce qui est de la récupération in situ, les coûts de l'offre ont également diminué à la faveur d'améliorations et d'innovations continues, mais pas dans une aussi grande mesure que les coûts associés à l'extraction à ciel ouvert. L'amélioration continue du procédé de stimulation cyclique par la vapeur (SCV), les progrès de la technologie des puits horizontaux et la mise au point de la méthode de la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) sont les principaux facteurs à l'origine de cette réduction des coûts. On estime entre 10 $CAN et 16 $CAN les coûts actuels de l'offre associés au procédé SCV, et entre 8 $CAN et 14 $CAN ceux associés à la technique SGSIV. Dans un cas comme dans l'autre, les coûts sont largement tributaires de la qualité du réservoir.

Autant les projets intégrés d'extraction/valorisation à ciel ouvert que les projets de récupération thermique in situ utilisent de forts volumes de gaz naturel en tant que combustible. Aussi le prix du gaz naturel est-il un facteur déterminant du degré de rentabilité de ces projets. Le coût des condensats pour la fluidification du bitume joue également un rôle de premier plan.

En ce qui a trait à la récupération primaire, la construction de puits horizontaux à grande portée et multibranches a rendu économiquement viable la récupération du bitume dans la région de Wabasca. Dans la région de Cold Lake, la mise en service de pompes à rotor hélicoïdal excentré dans les puits verticaux a diminué le coût de production. Les coûts estimatifs de l'offre dans la région de Wabasca sont de 7 $CAN à 10 $CAN, comparativement à 10 $CAN à 13 $CAN, dans la région de Cold Lake.

Les prévisions relatives aux coûts de l'offre se fondent sur les mêmes prémisses économiques que le rapport Offre et demande au Canada jusqu'en 2025 publié par l'Office, soit un prix mondial de 18 $US le baril de pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), qui sert de repère. On tient pour acquis que les marchés et la capacité des pipelines n'influent pas sur l'offre. Comme dans le rapport sur l'offre et la demande, deux cas sont étudiés : celui où le baril se vend 14 $US et celui où il se vend 22 $US, ce qui permet de mesurer la fluctuation de la production en fonction du prix.

Selon le scénario de référence, la production de pétrole brut synthétique devrait tripler par rapport aux niveaux actuels, atteignant 158 000 m³/j en 2015. De même, la production de bitume devrait atteindre 104 000 m³/j en 2015, deux fois et demie la production actuelle. Compte tenu du déclin de la production de pétrole brut classique lourd et léger dans l'Ouest du Canada, la production de sables bitumineux pourrait représenter plus de 50 % de la production canadienne totale de pétrole brut en 2015.

Une pénurie de pentanes plus pour la fluidification du bitume est à craindre dès 2005, si on se fie aux prévisions de l'offre fondées sur le scénario de référence. Une telle pénurie pourrait ralentir la production de bitume, car les solutions de rechange actuelles représentent des dépenses supplémentaires importantes pour les producteurs.

L'offre disponible nette de pétrole brut canadien, selon le scénario de référence, augmente jusqu'à 502 000 m³/j en 2008, puis diminue graduellement pour s'établir à 490 000 m³/j en 2015. Avec le baril à 22 $, l'offre disponible nette comprend la production de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et atteint une pointe d'environ 606 000 m³/j avant de décliner légèrement vers la fin de la période de prévision. Avec le baril à 14 $, l'offre disponible nette n'est plus que de 314 000 m³/j en 2015, soit 5 % de moins que l'offre actuelle.

Une évaluation des besoins en gaz naturel reliés à la mise en valeur des sables bitumineux et de la production d'électricité découlant de celle-ci révèle que les besoins en gaz doubleront pour atteindre près de 1 bcf/j en 2015, et qu'environ 4,8 TWh de puissance électrique seront acheminés vers le réseau électrique de l'Alberta, toujours en 2015. Cela représente quelque 7 % de la production albertaine de gaz et environ 9 % de sa capacité de production d'énergie.

Si l'on se fie aux chiffres d'augmentation de la production de pétrole brut synthétique et de bitume au cours des 15 prochaines années, une augmentation de la capacité des grands pipelines est à prévoir. Des plans d'expansion ont été annoncés par Express et Enbridge pour desservir les grands marchés de l'Ontario, de même que les marchés PADD II et PADD IV aux États-Unis. La capacité des grands pipelines sera ainsi augmentée de 45 900 m³/j en janvier 2004, si tous les projets de pipelines annoncés se réalisent.

Le marché nord-américain offre de plus en plus de débouchés pour les volumes croissants de pétrole brut synthétique et de bitume fluidifié canadiens. La demande de produits pétroliers va croissant et des quantités accrues de pétrole brut devront être traitées pour répondre à cette demande. De plus, on prévoit un déclin de la production de pétrole brut classique lourd et léger, tant au Canada qu'aux États-Unis, au cours de la période de prévision.

Selon l'évaluation faite par l'Office des divers débouchés possibles pour le brut synthétique, les nouveaux volumes seront vraisemblablement absorbés par le marché, même si cela nécessitait une baisse du prix de ce produit par rapport aux autres bruts légers. Avec le baril à 22 $, la production de brut synthétique est d'environ 14 % supérieure à celle du scénario de référence; l'Office estime que ces volumes pourraient être commercialisés, mais il faudrait probablement offrir un meilleur rabais. La commercialisation ne poserait pas de problème avec le baril à 14 $, car on assisterait à un recul net de la production de brut synthétique.

Dans le cas du bitume fluidifié, la commercialisation semble moins certaine que pour le brut synthétique, et des déséquilibres temporaires de l'offre sont tout à fait concevables. L'Office estime toutefois que dans de telles circonstances, le différentiel de prix entre le brut léger et le brut lourd s'accroîtrait, ce qui constituerait un incitatif à l'installation d'unités de traitement, ce qui, en retour, éliminerait les déséquilibres de l'offre. Avec le baril à 22 $, la production de bitume fluidifié serait de

30 % supérieure à celle du scénario de référence. Il serait alors improbable que le marché puisse absorber ces volumes supplémentaires. Là encore, avec le baril à 14 $, la commercialisation ne poserait pas de problème en raison du recul net de la production de bitume fluidifié.

La multiplication des projets de mise en valeur en cours ou proposés posera de nombreux défis à l'industrie, au public et aux organismes de réglementation. Une planification soignée s'impose pour éviter tout dommage irréparable aux personnes et à l'environnement, et pour garantir une exploitation durable des ressources naturelles qui tiendra compte des besoins des générations futures. Bien qu'en général les améliorations technologiques aient réduit les impacts environnementaux par unité de production, l'intensification de l'exploitation des sables bitumineux pourrait entraîner une augmentation des impacts cumulatifs. Les nombreux groupes multilatéraux créés ces dernières années auront un rôle critique à jouer dans la maîtrise de ces effets cumulatifs. De plus, l'efficacité de la *Regional Sustainable Development Strategy* et du développement subséquent de systèmes de gestion, qui constituent une approche nouvelle et innovatrice à la gestion des effets cumulatifs d'une industrie, devra être étroitement surveillée.

INTRODUCTION

«Il ne fait aucun doute que cette région recèle une substance d'une valeur économique inestimable qui, lorsqu'elle sera exploitée, se révélera une des merveilles du Nord canadien.»

Ce propos, que l'on prête au chroniqueur de l'expédition de 1889 de Laird, semble assurément prémonitoire, compte tenu de la période de croissance phénoménale qu'aborde aujourd'hui le secteur des sables bitumineux.

Manifestement, les sables bitumineux représentent pour le Canada une richesse naturelle fabuleuse. Le volume ultime en place de bitume naturel est estimé à quelque 400 milliards de mètres cubes[1], dont 12 p. 100 ou 49 milliards de mètres cubes sont jugés ultimement récupérables[a], soit un volume comparable aux réserves prouvées de pétrole classique de l'Arabie saoudite.

D'après les plans de mise en valeur rendus publics pour ce qui concerne la période 1996-2010, les projets d'accroissement de la production de pétrole à partir des sables bitumineux totaliseraient près de 34 milliards de dollars, dont environ sept milliards auraient déjà été dépensés. Ces plans comptent une soixantaine de projets, notamment des projets d'agrandissement des installations existantes d'extraction à ciel ouvert combinées à des usines de valorisation, l'aménagement de nouvelles installations intégrées d'extraction/valorisation, des projets de récupération in situ et de production primaire, la construction de nouveaux pipelines et l'agrandissement des réseaux existants, des usines de cogénération (d'électricité et de vapeur) et d'autres aménagements connexes. La production de brut synthétique (ou valorisé) et de bitume atteindra, si tous les projets annoncés se concrétisent, un volume total, tous produits confondus, d'environ 300 000 m^3/j en 2010, soit près de trois fois la production actuelle.

Cet essor rapide de la mise en valeur des sables bitumineux est lié aux facteurs suivants :

- baisse considérable, au cours de la dernière décennie, des coûts d'exploitation des installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation - attribuable principalement à la mise au point et à l'adoption de nouvelles technologies;
- mise au point de la technique de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur pour la récupération in situ du bitume;
- progrès significatifs de la technologie des puits horizontaux;
- mise en place d'un régime universel assurant à tous les promoteurs un traitement stable et prévisible sur le plan des redevances et des impôts;
- ouverture croissante des marchés nord-américains au pétrole des sables bitumineux en raison du déclin de la production intérieure de brut classique combiné à une demande accrue aussi bien au Canada qu'aux États-Unis;
- raffermissement récent des cours du brut et optimisme quant à leur évolution future.

1 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

D'aucuns l'admettront, le Groupe de travail national sur les stratégies de mise en valeur des sables bitumineux a largement contribué à l'essor récent de l'industrie des sables bitumineux. Constitué en 1993 par l'Alberta Chamber of Resources, ce groupe réunissait des représentants de l'industrie des sables bitumineux et des industries dérivées, de même que des représentants des gouvernements fédéral et provincial. En 1995, il a publié un important rapport où il exposait les grandes lignes de la façon dont on devrait s'y prendre pour mettre en valeur cette ressource.[b] Ce rapport appelait à la collaboration de tous les intervenants, préconisait d'investir dans la recherche scientifique et le développement technologique, et faisait une large place à la protection de l'environnement. Il a aussi recommandé d'apporter des modifications au régime d'imposition et au cadre réglementaire de l'industrier et d'améliorer l'accès aux marchés ainsi que les sytèmes de transport.

Une bonne part des recommandations du groupe ont été appliquées, y compris la proposition de modifier le traitement fiscal de l'industrie. La création du Réseau canadien de recherche-développement sur les ressources pétrolières chargé de coordonner les efforts de recherche concernant la mise en valeur des sables bitumineux, s'est avérée une mesure éminemment fructueuse.

Si l'on se fie à l'expérience du passé, les cours et les marchés du pétrole continueront d'être volatils, et il est peu probable que tous les projets annoncés, d'une valeur totale de 34 milliards de dollars canadiens, se concrétisent comme prévu. Le marché décidera du rythme et de l'ampleur des augmentations futures de la production de ce secteur.

Ce rapport a pour objet principal de présenter une évaluation de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume et de la capacité du marché à absorber cette offre. On aborde également l'impact de l'essor prévu de l'industrie des sables bitumnieux sur la demande d'électricité et de gaz naturel.

Pour bien situer la discussion concernant l'offre et les marchés, ce rapport présente d'abord des informations de base sur l'industrie, notamment :

- un exposé sommaire des principaux événements et artisans qui ont façonné le secteur à ses débuts;
- une description des ressources disponibles de bitume naturel et des principales caractéristiques des gisements de sables bitumineux et des propriétés du bitume que l'on peut en extraire;
- une revue des méthodes et technologies actuelles de mise en valeur des sables bitumineux, présentées parallèlement aux anciennes méthodes pour mettre en évidence les grandes innovations intervenues dans le secteur, et en fin, une revue des recherches en cours pour bien marquer l'importance de la science et de la technologie.

La partie principale du rapport examine :

- les coûts de l'offre pour les divers modes de récupération et de valorisation du bitume, y compris le nouveau régime d'impôts et redevances auquel sont assujettis les sables bitumineux;
- les prévisions de l'offre brut synthétique et de bitume à l'horizon 2015;
- les besoins de gaz naturel et d'électricité directement reliés à l'exploitation des sables bitumineux;
- le réseau existant de pipelines, les projets d'expansion et la capacité d'acheminer vers les marchés la production additionnelle prévue;
- le marché potentiel du brut synthétique et du bitume tant au pays qu'à l'étranger;

- l'impact environnemental de l'exploitation des sables bitumineux, les mesures prises pour l'atténuer et les organisations qui s'en chargent.

Les coûts de l'offre pour les installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation sont passés de 30 $ à moins de 13 $ le baril (en dollars courants) au cours des vingt dernières années grâce à des améliorations continues des procédés, mais aussi à la mise en oeuvre d'innovations technologiques. Par exemple, on est passé des pelles à benne traînante, des roues-pelles et des bandes transporteuses aux tombereaux de chantier et aux pelles mécaniques, en plus de mettre au point l'hydrotransport et des procédés de séparation à faible température.

Le développement de la technique SGSIV peut être considéré comme une percée majeure. Il offre un certain nombre d'avantages par rapport aux procédés antérieurs de stimulation par la vapeur, notamment la possibilité de l'appliquer à une gamme plus étendue de types de dépôts de bitume. Même si la viabilité commerciale de la méthode de récupération par SGSIV n'a pas encore été démontrée à grande échelle, l'industrie est confiante d'avoir là une technique valable, à preuve les six projets SGSIV commerciaux annoncés, dont l'entrée en activité devrait se faire d'ici 2005.

Les coûts de l'offre associés aux projets de récupération in situ ont également été abaissés grâce à une amélioration continue des procédés. À l'heure actuelle, la majorité des producteurs in situ font appel à une forme ou une autre de stimulation cyclique par la vapeur (SCV) ou à la technique SGSIV qui utilisent toutes du gaz naturel pour produire la vapeur nécessaire aux opérations. Les coûts de l'offre associés à ces exploitations in situ sont largement tributaires du prix du gaz naturel et du rapport vapeur/pétrole (RVP) ou, en d'autres termes, de la quantité de vapeur nécessaire par unité de production.

Pour les fins de ce rapport, une analyse a été faite des effets de l'appréciation des cours du gaz naturel sur la rentabilité du procédé SGSIV. Pour le bitume produit in situ par laméthode SGSIV, l'écart entre les prix du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd a un impact majeur, tout comme le prix des condensats du gaz naturel et les quantités requises pour respecter les spécifications des pipeliniers.

Les prévisions relatives aux coûts de l'offre se fondent sur les mêmes prémisses économiques que le rapport Offre et demande jusqu'à 2025 publié par l'Office, soit un prix mondial de 18 $US (dollars constants et réels de 1997) le baril de pétrole brut WTI à Cushing, Oklahoma, qui sert de référence. On tient pour acquis que les marchés et la capacité des pipelines n'influent pas sur l'offre. Les prévisions prennent en compte les exploitations existantes ainsi que les projets d'agrandissement et les nouveaux projets en cours de réalisation. Les autres projets sont pour leur part classés en fonction de leur mérite respectif. On a également utilisé un modèle fondé sur les flux de trésorerie pour évaluer le rythme potentiel de croissance de la production. Comme dans le rapport sur l'offre et la demande, deux cas sont étudiés : celui où le baril se vend 14 $US et celui où il se vend 22 $US, ce qui permet de mesurer la fluctuation de la production en fonction du prix.

La revue de la question du transport en pipelines aborde les réseaux existants de pipelines de collecte et de grands pipelines, ainsi que les plans de prolongement et de constructions nouvelles.

En raison de la baisse de la production de brut classique tant léger que lourd au Canada comme aux États-Unis et de la progression constante de la demande, le marché offre des perspectives intéressantes de développement de la production de brut synthétique et de bitume à partir des gisements de sables bitumineux du Canada. L'étude du marché fait le point sur le potentiel de croissance de la production de brut synthétique et de bitume fluidifié pour répondre à la demande et examine les facteurs déterminants de la capacité du marché à absorber les volumes produits.

Le chapitre consacré à l'environnement décrit l'impact des activités de mise en valeur des sables bitumineux sur le sol, l'eau et la qualité de l'air ainsi que leurs répercussions socio-économiques. Par ailleurs, il examine les programmes et pratiques de gestion de ces impacts et décrit les diverses initiatives associatives de l'industrie, des gouvernements fédéral, provincial et municipaux, des groupes autochtones et des groupements de défense de l'environnement en vue de mieux protéger l'environnement.

Références

a) Alberta Energy and Utilities Board, *Alberta's Reserves 1999*, Volume 1, Statistical Series 2000-18.

b) Groupe de travail national sur les stratégies de mise en valeur des sables bitumineux , *The Oil Sands: A New Vision for Canada*, Alberta Chamber of Resources, 1995.

RÉSERVES DE SABLES BITUMINEUX

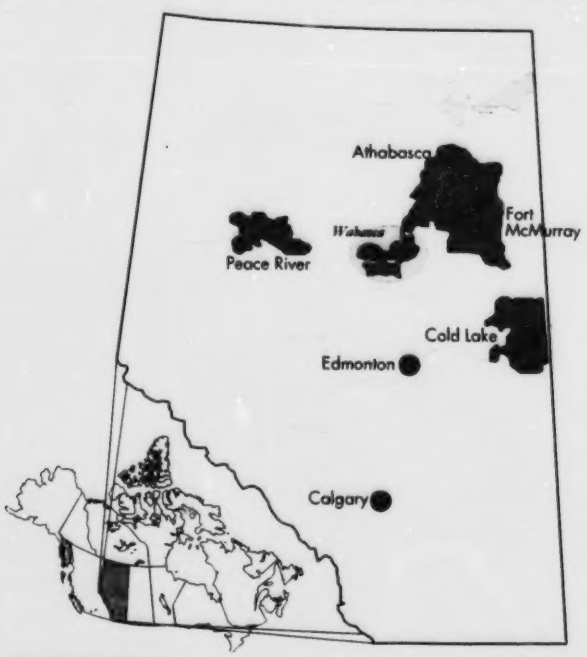
2.1 Introduction

Ce chapitre présente une description succincte de l'emplacement, de l'étendue, du cadre géologique et des caractéristiques des sables bitumineux du Canada, suivie d'une présentation des caractéristiques du bitume naturel que l'on y trouve.

2.2 Réserves de bitume

Les réserves canadiennes de bitume naturel se trouvent en totalité dans la province de l'Alberta[1] et plus précisément dans les formations sablonneuses et de roches sédimentaires carbonatées des trois régions suivantes : Athabasca, Cold Lake et Peace River (figure 2.1). Ces régions ont une superficie d'au moins 4,3 millions, 729 mille et 976 mille hectares, respectivement. Ensemble, elles couvrent un territoire égal en superficie à la province du Nouveau-Brunswick ou à des pays tels que l'Écosse ou la Belgique.

FIGURE 2.1



L'ONÉ adopte les estimations de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB)[2] pour ce qui concerne les réserves de bitume naturel. Les estimations de cette organisation établissent les réserves initiales en place de bitume naturel à 259,2 milliards de mètres cubes[2] d'après les plus récentes données disponibles. Par ailleurs, l'EUB estime à 400 milliards de mètres cubes le volume ultime en place, soit le volume que l'on s'attend à découvrir au terme de toutes les activités d'exploration et de mise en valeur. Ce volume se répartit à raison de 24 milliards et de 376 milliards respectivement entre ressources susceptibles d'exploitation à ciel ouvert et ressources récupérables in situ ou par extraction souterraine. La ligne de partage entre les sites

1 Des dépôts mineurs de sable bitumineux existe sur l'île Melville dans la région des îles arctoqies canadiennes.

2 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

d'exploitation à ciel ouvert et ceux de récupération in situ dépend de l'épaisseur du terrain de recouvrement, une épaisseur de 75 mètres étant considérée le seuil de non-rentabilité des opérations d'exploitation à ciel ouvert. Du volume ultime en place, une tranche d'environ 12 p. 100, soit quelque 49 milliards de mètres cubes, serait idéalement récupérable, quantité qui comprend six milliards de mètres cubes de bitume contenus dans des sédiments carbonatés qui ne sont pas économiquement exploitables dans l'état actuel de la technologie et des cours.

TABLEAU 2.1

Ressources de bitume naturel ($10^9 m^3$)

	Volume ultime en place	Volume initial en place	Volume idéalement récupérable	Réserves initiales établies	Production cumulée	Réserves restantes
Ciel ouvert						
Athabasca	24,0	18,0	10,0	5,6	0,4	5,2
In Situ						
Athabasca	n/d	188,7	n/d	n/d	n/d	n/d
Cold Lake	n/d	31,9	n/d	n/d	n/d	n/d
Peace River	n/d	20,5	n/d	n/d	n/d	n/d
Sous-total	376,0	241,2	39	22,7	0,1	22,6
Total	**400,0**	**259,2**	**49,0**	**28,3**	**0,5**	**27,8**

TABLEAU 2.2

Comparaison des ressources mondiales de bitume ($10^9 m^3$)

Pays	Bitume en place	Bitume récupérable
Canada	259,2	28,3
Ex-URSS	186,1	60,0
Nigeria [1]	6,8	0,2
United States [2]	4,4	<,01
Vénézuela[3]	8,0	n/a

1 Comprend seulement les ressources de l'Ondo et de l'Ogun, les volumes récupérables étant limités à la portion susceptible d'extraction à ciel ouvert.

2 Chiffres estimatifs, les petites volumes extraits comme matériau de construction routière sont considérés récupérables à l'heure actuelle.

3 Pétrole lourd et extra lourd exclu. Source U.S. Geological Survey.

L'estimation des réserves initiales établies de bitume naturel est fondée sur la technologie actuelle ainsi que sur les conditions économiques présentes et prévisibles. Elle tient également compte de certains facteurs de réduction tels que la saturation requise en bitume et le degré d'inaccessibilité de la ressource (annexe A-1). Le tableau 2.1 présente les ressources et réserves de bitume, réparties selon la méthode d'exploitation ou de récupération, de chacune des trois régions concernées.

Le volume ultime en place de bitume dans les sables bitumineux du Canada est estimé à 400 milliards de mètres cubes et constitue le plus gros gisements connus d'hydrocarbures du monde entier. L'estimation actuelle du volume idéalement récupérable ne représente que 12 p. 100 du volume ultime en place. Ce pourcentage pourrait être appelé à croître considérablement au fur et à mesure de l'évolution technologique des méthodes de récupération. Bien que, par définition, les réserves prouvées ne sont pas directement comparables aux réserves idéalement récupérables, il est intéressant de souligner que les réserves prouvées de l'Arabie saoudite, constituées exclusivement de pétrole brut classique et s'établissant à environ 43 milliards de mètres cubes, se comparent *grosso modo* aux réserves récupérables de bitume du Canada.

Les gisements de sables bitumineux du Canada sont aisément les plus importants du monde entier (tableau 2.2). Les réserves initiales établies, estimées à 28,3 milliards de mètres cubes, devraient couvrir la demande intérieure pendant près de 100 ans.

2.3 Genèse, migration et biodégradation du pétrole

L'âge des roches-mères qui ont donné le pétrole que l'on retrouve dans les sables bitumineux de l'Alberta n'est pas encore connu avec certitude. On ne sait pas exactement si elles remontent à la période mississipienne ou au Jurassique, ou encore aux deux. On sait une chose : le pétrole léger s'est formé dans les profondeurs du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, dans des formations de l'époque pré-crétacée, et a migré sur de grandes distances vers l'emplacement actuel des gisements (figure 2.2). Les sables de la formation de McMurray ou de formations équivalentes ont été les principaux collecteurs du pétrole généré et la principale voie de migration. On pense que le pétrole du gisement Athabasca a migré sur au moins 360 kilomètres et celui de Peace River sur au moins 80 kilomètres. Ces pétroles légers ont par la suite subi une biodégradation qui les a transformés en bitume.

La biodégradation aurait été réalisée par des microbes charriés par de l'eau oxygénée jusqu'au pétrole piégé. Cette action microbienne s'est attaquée de préférence aux molécules légères d'hydrocarbure, laissant en place les molécules lourdes plus complexes, les minéraux lourds et le soufre. Aussi, la densité du brut et sa teneur en soufre ont-elles augmenté ainsi que la concentration des minéraux lourds tels que le vanadium, le nickel, l'or et l'argent. On a estimé qu'avant la biodégradation, les sables bitumineux renfermaient un volume de pétrole de deux à trois fois plus grand qu'aujourd'hui. Les caractéristiques du bitume et les propriétés de rétention des sables bitumineux sont pour une large part fonction de l'ampleur de la biodégradation réalisée.

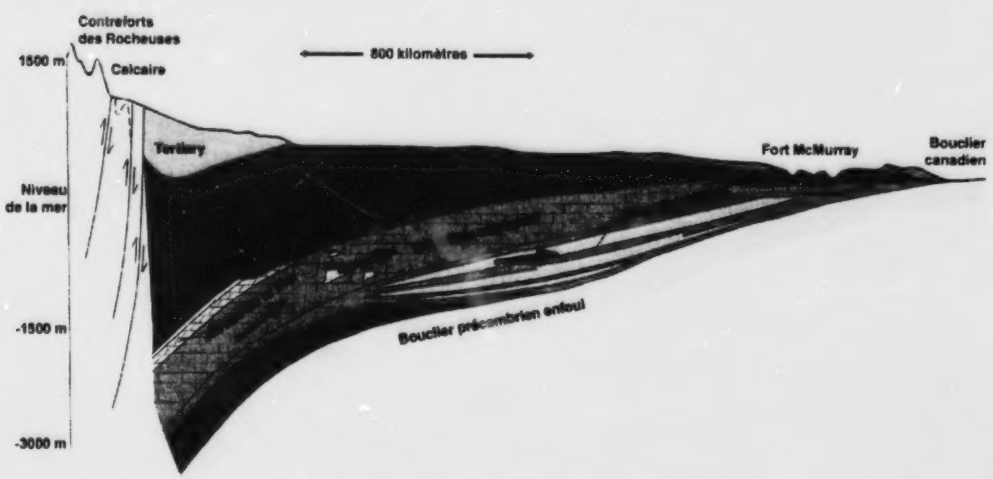
2.4 Caractéristiques des sables bitumineux et du bitume

Les gisements de sables bitumineux se composent essentiellement de sable quartzeux, de silt et d'argile, d'eau et de bitume, ainsi que de faibles quantités d'autres minéraux tels que le titane, le zirconium, la tourmaline et la pyrite. Les proportions peuvent varier considérablement, mais les gisements ont typiquement la composition suivante :

- de 75 à 80 p. 100 de matière inorganique composée de 90 p. 100 de sable quartzeux;
- de 3 à 5 p. 100 d'eau;
- de 10 à 12 p. 100 de bitume, la saturation en bitume variant entre zéro et 18 p. 100 en poids.

FIGURE 2.2

Parcours de migration du pétrole



Les sables bitumineux sont généralement des sables non consolidés qui s'émiettent aisément sous la main.

Tous les réservoirs de sables bitumineux ont une caractéristique distinctive, soit la présence d'une pellicule d'eau de formation qui entoure complètement chaque grain de sable (figure 2.3). Le bitume pour sa part se trouve dans les pores de la roche elle-même, comme le pétrole l'est dans les gisements classiques, et l'on dit de la roche réservoir qu'elle est mouillée par l'eau, c'est-à-dire que chaque grain est entouré d'une enveloppe ou pellicule d'eau d'environ 10 nanomètres d'épaisseur. La présence de cette couche d'eau autour des grains de sable facilite la récupération du bitume puisque les forces de liaison entre le bitume et l'eau sont de beaucoup inférieures à celles liant l'eau aux grains de sable.

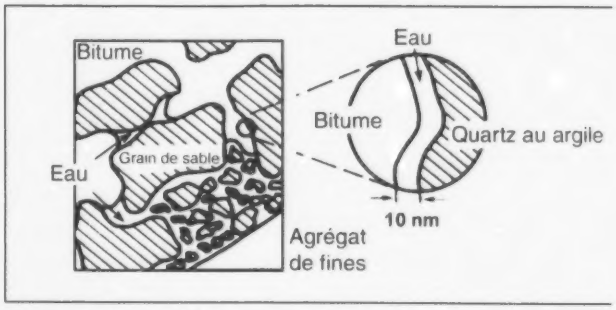


Schéma de la modélisation structurelle du sable bitumineux de l'Athabasca. L'eau dans le sable bitumineux se présente sous trois formes : eau pendulaire aux points de contact des grains, pellicule de -10 nm couvrant la surface des grains et eau captive dans les amas de fines. L'espace vide restant est occupé par le bitume. Reproduit avec la permission d'AOSTRA.[b]

Tous les bruts sont un mélange complexe d'hydrocarbures, c'est-à-dire de chaînes d'atomes de carbone et d'hydrogène. Les chaînes de moins de 4 atomes de carbone se présentent sous forme gazeuse à l'état naturel tandis que les chaînes plus longues constituent des liquides ou des solides. En moyenne, les bruts renferment, en poids, environ 84 p. 100 de carbone, 14 p. 100 d'hydrogène, de 1 à 3 p. 100 de soufre et de faibles quantités d'azote, d'oxygène, de métaux et de sels. Les bruts qui contiennent du sulfure d'hydrogène ou des composés soufrés réactifs sont désignés corrosifs ou acides. Les pétroles bruts sont soit paraffiniques, naphténiques ou aromatiques, selon la structure moléculaire prédominante des hydrocarbones. Ils sont aussi classés en fonction de leur densité ou masse volumique. Les pétroles légers ont une densité faible et les lourds une densité élevée. La classification API procède selon une échelle inverse de sorte que plus le degré API est élevé moins le pétrole est lourd. Les pétroles peuvent également être classés en fonction de leur viscosité, soit leur résistance à l'écoulement. Les pétroles à faible viscosité s'écoulent librement, tandis que ceux à l'autre extrémité de la plage de viscosité, ne s'écoulent pas du tout.

Le bitume contenu dans les sables bitumineux a une densité élevée, une très forte viscosité et une teneur élevée en métaux, sans compter une nette prédominance des molécules de carbone sur les molécules d'hydrogène, à comparer aux bruts classiques (tableau 2.3). Caractérisé par une densité variant entre 970 et 1015 kilogrammes par mètre cube (de 8 à 14 degrés API) et une viscosité à température ambiante généralement supérieure à 50 000 centipoises, le bitume est une substance épaisse, noire et ressemblant au goudron, qui s'écoule extrêmement lentement. En moyenne, le bitume albertain se compose de 83,2 p. 100 de carbone, 10,4 p. 100 d'hydrogène, 0,94 p. 100 d'oxygène, 0,36 p. 100 d'azote et 4,8 p. 100 de soufre, outre des quantités très faibles de métaux lourds tels que le vanadium, le nickel et le fer.[c]

Le bitume renferme peu d'hydrogène par rapport aux bruts typiques qui comptent environ 14 p. 100 d'hydrogène. Par conséquent, pour faire du bitume extrait une matière première transformable en raffineries classiques, il faut d'abord le valoriser par ajout d'hydrogène ou extraction de carbone.

Les sables bitumineux sont généralement des sables non consolidés qui s'émiettent aisément sous la main.

Tous les réservoirs de sables bitumineux ont une caractéristique distinctive, soit la présence d'une pellicule d'eau de formation qui entoure complètement chaque grain de sable (figure 2.3). Le bitume pour sa part se trouve dans les pores de la roche elle-même, comme le pétrole l'est dans les gisements classiques, et l'on dit de la roche réservoir qu'elle est mouillée par l'eau, c'est-à-dire que chaque grain est entouré d'une enveloppe ou pellicule d'eau d'environ 10 nanomètres d'épaisseur. La présence de cette couche d'eau autour des grains de sable facilite la récupération du bitume puisque les forces de liaison entre le bitume et l'eau sont de beaucoup inférieures à celles liant l'eau aux grains de sable.

FIGURE 2.3

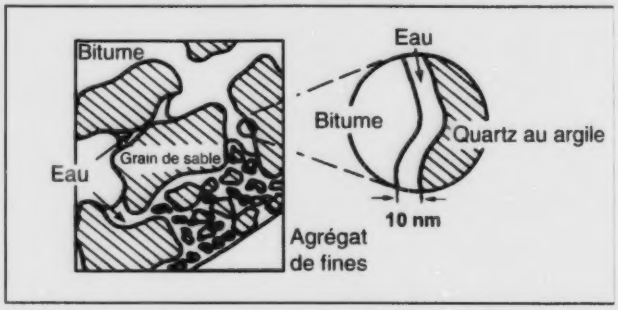


Schéma de la modélisation structurelle du sable bitumineux de l'Athabasca. L'eau dans le sable bitumineux se présente sous trois formes : eau pendulaire aux points de contact des grains, pellicule de -10 nm couvrant la surface des grains et eau captive dans les amas de fines. L'espace vide restant est occupé par le bitume. Reproduit avec la permission d'AOSTRA.[b]

Tous les bruts sont un mélange complexe d'hydrocarbures, c'est-à-dire de chaînes d'atomes de carbone et d'hydrogène. Les chaînes de moins de 4 atomes de carbone se présentent sous forme gazeuse à l'état naturel tandis que les chaînes plus longues constituent des liquides ou des solides. En moyenne, les bruts renferment, en poids, environ 84 p. 100 de carbone, 14 p. 100 d'hydrogène, de 1 à 3 p. 100 de soufre et de faibles quantités d'azote, d'oxygène, de métaux et de sels. Les bruts qui contiennent du sulfure d'hydrogène ou des composés soufrés réactifs sont désignés corrosifs ou acides. Les pétroles bruts sont soit paraffiniques, naphténiques ou aromatiques, selon la structure moléculaire prédominante des hydrocarbones. Ils sont aussi classés en fonction de leur densité ou masse volumique. Les pétroles légers ont une densité faible et les lourds une densité élevée. La classification API procède selon une échelle inverse de sorte que plus le degré API est élevé moins le pétrole est lourd. Les pétroles peuvent également être classés en fonction de leur viscosité, soit leur résistance à l'écoulement. Les pétroles à faible viscosité s'écoulent librement, tandis que ceux à l'autre extrémité de la plage de viscosité, ne s'écoulent pas du tout.

Le bitume contenu dans les sables bitumineux a une densité élevée, une très forte viscosité et une teneur élevée en métaux, sans compter une nette prédominance des molécules de carbone sur les molécules d'hydrogène, à comparer aux bruts classiques (tableau 2.3). Caractérisé par une densité variant entre 970 et 1015 kilogrammes par mètre cube (de 8 à 14 degrés API) et une viscosité à température ambiante généralement supérieure à 50 000 centipoises, le bitume est une substance épaisse, noire et ressemblant au goudron, qui s'écoule extrêmement lentement. En moyenne, le bitume albertain se compose de 83,2 p. 100 de carbone, 10,4 p. 100 d'hydrogène, 0,94 p. 100 d'oxygène, 0,36 p. 100 d'azote et 4,8 p. 100 de soufre, outre des quantités très faibles de métaux lourds tels que le vanadium, le nickel et le fer.[c]

Le bitume renferme peu d'hydrogène par rapport aux bruts typiques qui comptent environ 14 p. 100 d'hydrogène. Par conséquent, pour faire du bitume extrait une matière première transformable en raffineries classiques, il faut d'abord le valoriser par ajout d'hydrogène ou extraction de carbone.

Pour être en mesure de transporter le bitume vers les raffineries équipées pour le traiter, il faut d'abord le fluidifier au moyen d'un solvant couramment appelé condensat dont l'ajout permet d'amener les caractéristiques de viscosité et de densité aux valeurs exigées par les pipeliniers.

TABLEAU 2.3

Comparaison des caractéristiques des pétroles bruts

Gisement	Type	Emplacement	Densité (kg/m^3)	Degré API	Viscosité (cP à 24°C)
Cardium	léger	Alberta	834	33	~4
Hibernia	léger	Terre-Neuve	828 - 896	30 - 40	~10
Sparky	lourd	Alberta	959	14	2 600 - 8 900
Kern River	lourd	Californie	964	13	2 985
Athabasca	bitume	Alberta	970	11,6	17 000 - 265 000
Peace River	bitume	Alberta	1 040	5,6	125 000 - 155 000

2.5 Caractéristiques des réservoirs

Les gisements de sables bitumineux de l'Alberta ont été regroupés en fonction de leurs caractéristiques géologiques, de leur emplacement géographique et de leur teneur en bitume. On en compte trois : Peace River, Athabasca et Cold Lake. Le gisement antérieurement désigné Wabasca a été reclassifié par l'EUB et fait dorénavant partie des sables bitumineux de l'Athabasca.

Les caractéristiques du bitume et les propriétés de rétention des sables bitumineux sont en grande partie fonction de l'ampleur de la biodégradation qui a eu lieu. Le pétrole des gisements de Peace River est celui qui a migré sur la plus courte distance et il a subi une biodégradation modérée seulement, alors que le pétrole des gisements de l'Athabasca et de Cold Lake a migré sur une distance beaucoup plus grande et a donc fait l'objet d'une biodégradation beaucoup plus poussée. Les gisements de ces trois régions ont les caractéristiques distinctives suivantes :

- le bitume des gisements de Peace River se trouve dans des carbonates de la période mississipienne ainsi que dans des grès du Permien et du Crétacé;
- les sables bitumineux de l'Athabasca couvrent la plus grande superficie et le bitume s'y trouve dans des carbonates du Dévonien et du grès du Crétacé;
- le bitume des gisements de Cold Lake se trouve exclusivement dans du grès du Crétacé.

Le tableau 2.4 présente les principales caractéristiques des réservoirs à l'intérieur de chacun des types de formations de sables bitumineuxs.

TABLEAU 2.4

Caractéristiques des réservoirs

	Superficie[1] (hectares)	Zone productive nette (mètres)	Porosité (%)	Saturation en eau (%)	Saturation en bitume (%)	Teneur massique en bitume (%)	Degré API
Sédiments carbonatés	26 000 - 1 190 000	5 - 29	14 - 27	25 - 48	52 - 75	3.5 - 8.0	8 - 23
Sables birumineux	20 - 4 239 000	0.5 - 50	25 - 31	14 - 49	51 - 86	6 - 13	6 - 13
Grand Rapids	20 - 334 000	0.2 - 10	23 - 37	14 - 55	45 - 86	5 - 15	10 - 12

1 Les gisements sount divisés en zones et gîtes stratigraphiques, de superficies variables.

2.6 Géologie des régions de sables bitumineux de l'Alberta

2.6.1 Stratigraphie

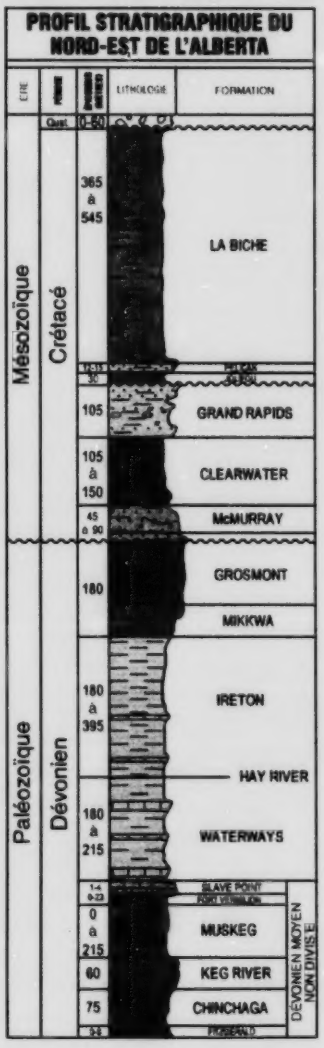
Les régions de sables bitumineux du nord-est de l'Alberta sont celles qui présentent la couverture sédimentaire la moins épaisse. Entre Fort McMurray et le lac Athabasca, la couche sédimentaire est complètement érodée, laissant affleurer les roches granitiques du bouclier précambrien. L'épaisseur de la couverture sédimentaire augmente rapidement à mesure que l'on progresse vers l'ouest et le sud-ouest.

Les sédiments les plus profonds appartiennent au groupe Elk Point du Dévonien moyen qui peut atteindre une épaisseur de 350 mètres. Le groupe Elk Point se compose d'évaporites de la formation Ernestina Lake, de couches rouges et d'évaporites de la formation Chinchaga, de dolomites et de calcaires de la formation Keg River et d'évaporites de la formation Muskeg. Le groupe Elk Point est surmonté de sédiments du Dévonien supérieur dont l'épaisseur peut atteindre 720 mètres. Le Dévonien supérieur se compose de carbonates de la formation Slave Point/Fort Vermillion et des schistes marins des formations de Waterways et d'Ireton, au-dessus desquels on trouve les calcaires dolomitiques de la formation de Grosmont. Les formations de Waterways et d'Ireton sont d'importantes roches-mères pour les gisements dévoniens des autres régions de la province.

Au-dessus de la tranche dévonienne se trouve la couche beaucoup plus jeune du Crétacé qui peut faire jusqu'à 925 mètres d'épaisseur. Les sédiments crétacés les plus profonds se composent de grès de la formation de McMurray, surmontés de couches interstratifiées de sables et de schistes des formations de Clearwater/Grand Rapids/Joli Fou/Pelican. La strate crétacée la plus jeune est formée de schistes de la formation La Biche. La strate crétacée est recouverte d'épaisseurs variables de graviers et sables glaciaires et de dépôts d'argile récents.

FIGURE 2.4

PROFIL STRATIGRAPHIQUE DU NORD-EST DE L'ALBERTA



2.6.2 Structure

La surface d'érosion du précambrien s'enfonce vers le sud-ouest à raison de 4,5,mètres par kilomètre dans cette région de l'Alberta. Cette surface de base présente un pli anticlinal de direction nord-sud qui traverse toute la région des sables bitumineux. On note aussi, à l'extérieur de la région du nord-est, d'imposantes structures dorsales qui sectionnent cette surface. De plus, cette base présente plusieurs zones de cisaillement de direction nord-est/sud-ouest. Touts ces facteurs peuvent avoir joué un rôle important dans la migration du pétrole. La couche dévonienne suit généralement le même alignement structural régional que la surface d'érosion. La tectonique salifère à l'intérieur de la couche dévonienne accentue la nature anticlinale de la base du côté est. Cela s'est produit là où les sels ont été exposés à l'érosion de surface et enlevés de façon préférentielle. La couche dévonienne superposée aux sels du groupe Elk Point s'est effondrée le long de la rive des strates subaffleurantes, laissant un dépôt de brèches carbonatées.

La couche crétacée est relativement plate dans le nord-est de l'Alberta. La couche dévonienne qui s'épaissit remplit l'espace entre le Crétacé plat et la surface d'érosion précambrienne qui s'enfonce progressivement. D'autres réservoirs de carbonates se sont ajoutés à cette couche dans les portions plus à l'ouest de la région, y compris la formation de Nisku. Plus loin à l'ouest, on trouve en sus les couches mississipienne et triasique. Du côté est, au-dessus de la rive de la zone salifère effondrée, on peut trouver des pièges anticlinaux à l'intérieur de la section crétacée. Le développement anticlinal constitue la composante structurale du mécanisme de piégeage qui retient le pétrole dans la formation de McMurray. Ici et là, du gaz naturel peut être piégé dans les parties supérieures de cette dernière.

2.6.3 Description des réservoirs

Dans la partie la plus à l'ouest des gisements de l'Athabasca, les carbonates dévoniens des formations de Nisku et de Grosmont renferment également du bitume qui se trouve cependant à une trop grande profondeur pour pouvoir être exploité selon la technique de l'extraction à ciel ouvert. La formation de Nisku se compose de carbonates épais dolomitisés fossilifères. La formation de Grosmont se compose pour sa part d'une série de cycles sédimentaires moins profonds vers le haut, caractérisée par une bonne continuité horizontale mais une continuité verticale moins franche. La gamme des sédiments va des sédiments pélagiques à la variante maréale des bas-fonds.

Dans le gisement de Peace River, les réservoirs carbonatés appartiennent à la formation mississipienne de Shunda tandis que les réservoirs de grès se trouvent dans la formation permienne de Belloy et les formations crétacées de Bluesky-Gething, qui ont le même âge que la formation de McMurray. Ces grès occupent le chenal de la rivière de la Paix, qui s'écoulait vers le nord-ouest et qui était un tributaire de la rivière Spirit plus à l'ouest. Les gisements de sables bitumineux se trouvent à l'extrémité amont-pendage de la formation de Peace River.

Les grès de McMurray du Crétacé inférieur sont les principales roches réservoirs du bitume que l'on trouve dans les sables bitumineux de l'Athabasca. Les sables de McMurray se composent d'une succession interstratifiée de grès, de siltite, de mudstone et de charbons. Dans l'ensemble, la taille des grains va s'amenuisant du bas vers le haut. On peut subdiviser davantage les sables de McMurray en trois sous-unités : un mudstone foncé renfermant de faibles quantités de charbon, du grès propre et une succession de grès et de silts fins. On trouve le mudstone à la frontière des formations du Crétacé et du Dévonien et il pourrait s'agir du reliquat d'entités plus vieilles érodées avant la sédimentation de la période crétacée. Le grès présente une granulométrie allant de très grossier à très fin et indique une sédimentation fluviale en cours d'eau aussi bien méandriques qu'anastomosés. La composante grès/silt est caractéristique d'une sédimentation à la jonction rivière-mer, là où l'influence des marées est évidente. Les rivières associées à ces deux dernières sous-unités s'écoulaient vers le nord dans le bassin hydrographique de la rivière St. Paul qui drainait l'est de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan. L'unité supérieure a été déposée au rythme de la transgression de la mer boréale du nord vers le sud. La formation de ClearWater sus-jacente est faite de mudstone silteux qui constitue une strate étanche confinant le pétrole à l'intérieur de la formation de McMurray.

La formation de Grand Rapids sus-jacente comprend essentiellement de la siltite bien que'elle comporte un certain nombre d'épais cordons sableux de remplissage à divers niveaux stratigraphiques. La composition sédimentaire de cette formation reflète un rivage marqué par une alternance de sédiments sablonneux et schisteux correspondant aux avancées vers le sud et aux retraites vers le nord de la mer boréale. Plus loin vers l'ouest, le gisement de l'Athabasca comporte des cordons sédimentaires riches en bitume.

2.7 Conclusion

Les réserves de bitume du Canada, que l'on retrouve dans les trois gisements de sables bitumineux de l'Alberta, sont considérables. Dans l'état actuel de la technologie, on estime pouvoir en récupérer idéalement environ 12 p. 100, soit quelque 49 milliards de mètres cubes.

Selon la théorie généralement acceptée, les sables bitumineux seraient le résultat de la migration du pétrole contenu dans les formations des âges mississipien et jurassique au sud-est vers leur emplacement actuel. Ce pétrole a par la suite été transformé par biodégradation en une substance noire apparentée au goudron que l'on appelle bitume.

Comparé aux pétroles bruts classiques, le bitume est lourd, visqueux et déficient en hydrogène, autant de caractéristiques qui posent un problème pour le raffinage selon les procédés classiques. Il faut donc le valoriser sur place ou le transporter vers les marchés par mélange avec du condensat.

Les gisements de sables bitumineux qui se trouvent à une profondeur supérieure à 75 mètres ne peuvent pas être exploités économiquement à ciel ouvert. Aussi, seulement 20 p. 100 des réserves idéalement récupérables pourra être extrait à ciel ouvert, le reste (80 p. 100) exigeant une forme quelconque de récupération in situ.

Références

a) Alberta Energy and Utilities Board. *Alberta's Reserves 1999*, Vol. 1, Statistical Series 2000-18, 2000.

b) Hepler, L.G. and Hsi, C. (Eds). *AOSTRA Technical Handbook on Oil Sands, Bitumens and Heavy Oils*. 1989.

c) McRory, Robert. *Energy Heritage: Oil Sands and Heavy Oils of Alberta*. Alberta Energy and Natural Resources. Edmonton, 1982.

Bibliographie choisie

Alberta Energy and Utilities Board. *Crude Bitumen Reserves Atlas*, Statistical Series 96–38, 1996.

Alberta Oil Sands Technology and Research Authority. *AOSTRA, A 15 Year Portfolio of Achievement*. 1989.

Alberta Oil Sands Technology and Research Authority. Preprints of «Oil Sands - Our Petroleum Future» Conference, avril 4- 7, 1993.

BP Amoco. «Statistical Review of World Energy 2000», 2000.

Canadian Society of Petroleum Geologists. «Geological Highway Map of Alberta», 2000.

Energy Information Administration. «Country Analysis - Venezuela» [Internet] www.eia.doe.gov, 2000.

Institute of Petroleum. «Oil and Gas - Energy for the World», The Chemistry of Oil and Gas [Internet] www.petroleum.co.uk, 1999.

James, D. P. and T. A. Oliver. «The Sedimentology of the McMurray Formation, East Athabasca», in The Canadian Institute of Mining and Metallurgy, 1977, Special Edition, The Oil Sands of Canada-Venezuela, 1977.

Leghornlearning. «What is Refining» [Internet] www.leghornlearning.com, 2000.

Meyer, R. (Ed.). Proceedings of the UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, février 12-17, 1995, Houston, Texas, 1996.

Mossup, G. and I. Shetsen (compilers). *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council , 1994.

Petróleos de Venezuela. «Orinoco Belt» [Internet] www.pdv.com, 2000.

Solublesolutions. «Tutorial on the Phase Behaviour of Asphaltenes and Heavy Oils» [Internet] www.solublesolutions.com, 2000.

LES PIONNIERS DES SABLES BITUMINEUX

3.1 Introduction

La petite histoire des sables bitumineux regorge de personnages remplis de courage et de conviction qui, en dépit de difficultés et de déceptions inimaginables, sont allés au bout de leur rêve. Parmi ces précurseurs, deux noms ressortent - Sidney Ells et Karl Clark. Ce chapitre rappelle les gens et les événements qui ont marqué l'histoire des sables bitumineux.

L'histoire des sables bitumineux est vraiment fascinante. Le lecteur est vivement encouragé à parcourir certains des récits qui témoignent de cette histoire.

3.2 Les débuts

On attribue à l'explorateur anglais Henry Kelsey la première mention écrite des sables bitumineux de l'Athabasca. En 1719, alors qu'il dirigeait le poste de traite de la Compagnie de la Baie d'Hudson à York Factory, Kelsey nota dans son journal qu'un aborigène cri, du nom de Wa-Pa-Su, lui avait donné un échantillon *« de cette matière visqueuse qui s'écoule des berges de la rivière »*.[a]

L'explorateur Peter Pond, qui faisait le commerce des fourrures pour la Compagnie du Nord-Ouest, est considéré comme le premier Européen à avoir atteint la région de l'Athabasca, en 1778. On trouve dans ses notes des références aux sables bitumineux, tout comme dans celles de l'explorateur Alexander Mackenzie, qui a traversé la région en 1789.

Sir John Richardson s'est rendu dans l'Athabasca en 1819, en tant que membre d'une expédition organisée par Sir John Franklin, qui cherchait le « passage du Nord-Ouest », lequel devait permettre d'atteindre l'océan Pacifique par le nord du Canada. En 1848, il retournait dans la région, à la recherche cette fois de la troisième expédition de Franklin, dont on avait perdu toute trace. Richardson avait des connaissances en géologie et il est le premier à avoir fait un véritable compte rendu scientifique des dépôts de sables bitumineux de l'Athabasca. Il a ainsi établi avec justesse que la région était entièrement recouverte de sables bitumineux, posés sur une couche beaucoup plus ancienne de calcaires dévoniens.

John Macoun était un botaniste qui avait été nommé au sein d'une équipe de la Commission géologique du Canada (CGC) pour proposer des tracés pour le nouveau chemin de fer en construction dans les Rocheuses. Au cours d'un de ses périples le ramenant de Colombie-Britannique, il descendit les rivières La Paix et Athabasca. C'est sa description détaillée des affleurements de sables bitumineux et des caractéristiques du bitume qui a incité la CGC à étudier plus attentivement ces régions. Macoun voyait déjà le jour *« où l'homme pourrait, à l'aide d'un simple outil, la vapeur, exploiter ce trésor caché gisant sous la surface du sol, et transformer un lieu de désolation en un centre de commerce effervescent »*.[b]

La CGC a d'abord concentré ses activités d'exploration au sud de Fort McMurray, près d'Athabasca Landing. Ces recherches, menées par Robert Bell, R.G. McConnell et George M. Dawson, tous trois Ph. D., étaient fondées sur l'hypothèse qu'il existait un vaste gisement de « pétrole pur » ou d'« huile libre » sous les sables bitumineux, piégé par les formations de schiste dont ils connaissaient la présence dans la région. On fora donc un puits de près de 600 mètres de profondeur à Athabasca Landing, mais sans découvrir aucun gisement de pétrole. Le matériel de forage fut amené à Pelican Rapids, où un puits fut foré en 1896. On n'y trouva pas de pétrole, mais plutôt un puits de gaz, qui demeura productif pendant vingt ans avant d'être finalement obturé en 1918.

À la fin des années 1890, Christian Hoffman, de la CGC, fit des expériences de traitement à l'eau chaude des sables bitumineux dans son laboratoire d'Ottawa. Il réussit alors à séparer le bitume des grains de sable.

Alfred Von Hammerstein, un comte allemand, est venu en Amérique du Nord pour participer à la ruée vers l'or du Klondike. Il a traversé la région de l'Athabasca sur sa route vers le Yukon et il est revenu plus tard s'établir près d'Athabasca Landing. De plus en plus intéressé par les sables bitumineux, il décida de forer quelques puits juste au sud de Fort McMurray. Von Hammerstein, tout comme les géologues de la CGC avant lui, était à la recherche d'un gisement d'« huile libre » qui, croyait-il, alimentait les sables bitumineux. Il fora donc huit puits, mais sans succès. Ses travaux d'exploration contribuèrent toutefois à l'essor de la région. De son propre chef, il se rendit à Ottawa pour témoigner devant un Comité du Sénat du gouvernement fédéral. Il fit un compte rendu enthousiaste, bien que quelque peu exagéré, des immenses ressources minérales que renfermait la région de l'Athabasca : sables bitumineux, charbon, sel, cuivre, calcaire, or. Une des idées centrales du rapport de Von Hammerstein était que les sables bitumineux pouvaient servir à la production d'asphalte.

3.3 Sidney C. Ells

FIGURE 3.1

S.C. Ells (Northland Trails by S.C. Ells, Burns and MacEachern, Toronto, 1956)

Max Ball, ami et associé de longue date de Ells, déclarait en 1950 : « S.C. Ells peut à juste titre être considéré comme le père de la recherche-développement sur les sables bitumineux de l'Alberta. On lui doit la première étude systématique des dépôts ainsi que les premières — et à ce jour les seules — cartes détaillées de la région. Il fut aussi le premier à travailler systématiquement sur la mise au point de méthodes de séparation du bitume des sables. Ainsi, il a développé et démontré le principe de la séparation à l'eau chaude, qui consiste à produire une pâte de sables bitumineux puis à récupérer le bitume séparé dans une cellule de flottation. Pendant trente-cinq ans, se hissant au-dessus de l'indifférence et du scepticisme ambiants, il milita sans relâche pour faire reconnaître la valeur et l'importance des dépôts de sables bitumineux ».[5]

L'intérêt du gouvernement fédéral pour les sables bitumineux de l'Athabasca fut ravivé en 1913. Dans une lettre adressée au gouvernement d'Ottawa, Jean L. Côté, membre de l'Assemblée législative de l'Alberta, s'enquérait des plans de mise en valeur du potentiel pétrolier du nord de l'Alberta. En préparant leur réponse aux questions du député, les fonctionnaires du ministère fédéral des Mines se rendirent compte du peu d'information dont ils disposaient sur les dépôts de l'Athabasca. La direction des Mines mit alors sur pied une équipe chargée d'entreprendre des recherches. Au sein de cette équipe se trouvait Sidney C. Ells, un jeune ingénieur.

Au cours des quarante années qui suivirent, Ells fut l'un des principaux instigateurs de la caractérisation et de la mise en valeur des sables bitumineux.

Le rapport rédigé par Ells à la fin de la campagne d'exploration de 1913 concluait à l'absence d'« huile libre » sous les sables bitumineux : le pétrole se trouvait plutôt dispersé dans une couche de sable. Il concluait en outre que le sable renfermait d'immenses quantités de bitume qui ne pouvait être récupérées au moyen des méthodes classiques de forage et de pompage. Par ailleurs, Ells, qui avait une certaine expérience de l'évaluation des matériaux utilisés pour la construction de routes, recommandait que l'on utilise le bitume extrait des sables bitumineux pour produire de l'asphalte. Il recommandait enfin la mise au point de techniques pour séparer le pétrole du sable. Sur ses conseils, la direction des Parcs nationaux créait la réserve de Horse River, une étendue de 232 hectares au sud de Fort McMurray, qui devait servir à la recherche sur les sables bitumineux.

Voici quelques-unes des premières tentatives faites pour démontrer les possibilités d'utilisation commerciale des sables bitumineux en tant que matériau de revêtement de chaussée :

- une surface de démonstration de 60 mètres carrés est bitumée dans Kinnaird Street, à Edmonton, en 1915; cette surface demeura en service jusque dans les années 1950;
- des surfaces d'essai sont bitumées dans la rue Wellington et sur la Colline parlementaire à Ottawa, Ontario;
- conformément à un plan de la Direction des Parcs, les sables bitumineux sont utilisés pour le revêtement des rues de Jasper, travaux achevés en 1927;
- en 1935, D.M. Draper, de Fort McMurray, fait bitumer le tablier d'un pont à Medicine Hat;
- les trottoirs longeant 22 pâtés de maisons à Camrose, Alberta, sont revêtus de bitume.

Malgré les performances intéressantes des sables bitumineux dans les applications routières, qu'ils constituent le revêtement de la chaussée ou qu'ils soient mélangés à d'autres granulats, les coûts élevés du transport des sables les rendaient peu intéressants économiquement. En même temps, les promoteurs commencèrent à se rendre compte que les sables bitumineux auraient beaucoup plus de valeur en tant que source de carburants de transport et dès lors ils ne représentaient plus d'intérêt pour le revêtement de chaussées.

L'achèvement, en 1916, d'une ligne ferroviaire de la Compagnie des chemins de fer du nord de l'Alberta ralliant la région de Fort McMurray a grandement facilité le transport des personnes et du matériel vers cette région, et les récits concernant le riche potentiel que pouvaient représenter les sables bitumineux attirèrent de nombreux inventeurs et promoteurs. Ells croyait nécessaire d'attirer des entrepreneurs pour mettre en valeur les sables bitumineux. Sur sa recommandation, le gouvernement fédéral adopta une politique qui consistait à soutenir les investissements du secteur privé dans les sables bitumineux. Il pressa également le gouvernement fédéral d'investir lui-même. C'est ainsi qu'en 1925, le gouvernement canadien lançait un programme de sondages peu profonds qui devait permettre de récupérer des carottes qui seraient expédiées aux laboratoires de la Direction

des Mines à Ottawa pour analyse. En 1926, Ells faisait état de 41 puits forés dans la région, la plupart dans la réserve de Horse River, dont deux par le gouvernement de l'Alberta.

Ells savait que les techniques de séparation à l'eau chaude avaient été essayées en Europe et aux États-Unis, où on trouve aussi des dépôts de sables bitumineux. En 1913, au retour d'une visite de plusieurs installations des États-Unis, il lui apparut que l'usine de séparation située à Carpinteria, en Californie,

Ce dessin, réalisé par Sydney Ells, représente un chaland de rivière de 50 pieds, chargé de sacs de sables bitumineux, remontant la rivière Athabasca, tiré par des haleurs. Ce travail en force était la façon courante de transporter des marchandises vers le sud, sur les 280 kilomètres qui séparaient Fort McMurray d'Athabasca Landing, avant l'arrivée du chemin de fer dans la région de Fort McMurray, dans les années 1920.

Chronologie

1719 Wa-pa-su, « le Cygne », un autochtone cri du pays de l'Athabasca, apporte un échantillon de sables bitumineux à York Factory.

1778 Peter Pond est le premier Européen à atteindre le pays de l'Athabasca. Ayant accédé à la rivière Clearwater par le portage Methye, il descend la rivière Athabasca jusqu'à une trentaine de milles de la jonction des deux rivières, où il construit un fort. Rapporte avoir vu les sables bitumineux.

1791 Peter Fidler, arpenteur pour la Compagnie de la Baie d'Hudson (CBH) note aussi avoir observé les sables bitumineux.

1792 Alexander Mackenzie atteint le pays de l'Athabasca par la même route que Pond. Rapporte avoir vu les sables bitumineux.

1820 John Richardson donne la première interprétation géologique des dépôts de sables bitumineux.

1848 Lors d'une expédition à la recherche d'une équipe de Franklin, Richardson approfondit ses connaissances sur les sables bitumineux.

1870 Henry John Moberly, de la CBH, construit un poste de traite à la jonction des rivières Clearwater et Athabasca et le nomme Fort McMurray, en l'honneur de l'inspecteur de la CBH qui l'a mandaté pour construire le poste.

1875 John Macoun, botaniste au sein d'une équipe de chercheurs du gouvernement fédéral travaillant dans l'Ouest, décrit les sables bitumineux.

1878 Dans son rapport annuel, G.M. Dawson, directeur de la CGC, fait les premières références techniques aux sables bitumineux.

1882 Robert Bell, Ph. D., de la CGC, note des bulles de gaz dans la rivière et en donne l'explication géologique.

1883 Première tentative de séparation en laboratoire du pétrole du sable, à Ottawa, par G.C. Hoffman.

1893 R. D. McConnell, Ph. D., CGC, fait des observations détaillées de la structure des sables.

1894 McConnell fore un puits pour le gouvernement à Athabasca Landing. Le puits est abandonné en 1895.

1896 Un autre puits foré pour le gouvernement à Pelican Rapids met au jour du gaz. Le puits demeurera productif pendant 20 ans.

1897 La ruée vers l'or du Klondike amène beaucoup de gens dans la région de l'Athabasca.

1906 A. Von Hammerstein fore un puits près de la rivière Athabasca.

1907 A. Von Hammerstein décrit la région de l'Athabasca à un Comité du Sénat, mettant l'accent sur les dépôts de sables bitumineux.

1909 Von Hammerstein trouve de la saumure dans son puits. Intérêt pour l'extraction de sel.

1911 De l'or est trouvé en cours de forage.

1913 Ottawa envoie Sidney Ells étudier l'ampleur des réserves des sables bitumineux et leur utilisation possible.

1914 Nouveau regard sur les sables bitumineux, qui pourraient, croit-on, se révéler aussi précieux que le pétrole que l'on espère trouver au-dessous.

1915 Premier revêtement de chaussée réalisé à Edmonton, Alberta, à l'aide de sables bitumineux de l'Athabasca.

1917 F.H. McLearn, Ph. D. (CGC), désigne sous le nom de Formation Fort McMurray les gisements de sables bitumineux.

1918 Northwest Company Ltd. (une filiale de Imperial Oil Co. Ltd.) réalise un forage dans le canton 85.

1920 Ottawa cesse de vendre des droits fonciers dans la région de l'Athabasca.

1921 L'Alcan Oil Company, formée de policiers de New York, fait des sondages à la recherche de pétrole dans le canton 96.

1925 Le gouvernement fédéral commence à recueillir des échantillons carottés des sables bitumineux. Karl A. Clark étudie la région pour l'Alberta.

J.O. Absher forme la Bituminous Sand Extraction Company et entreprend des expériences in situ.

1926 Arrivée du chemin de fer à Fort McMurray.

1927 R.C. Fitzsimmons fonde l'International Bitumen Company.

1930 Abasand Oils entre en exploitation sous la direction de Max Ball.

Toutes les ressources naturelles du Canada font désormais partie du champ de compétence des provinces. R.C. Fitzsimmons fait le premier envoi à Edmonton de bitume commercialisable.

1943 Oil Sands Limited prend le contrôle de l'usine de Fitzsimmons à Bitumount.

1947 Découverte d'un immense gisement de pétrole brut classique à Leduc, en Alberta.

1948 D.S. Montgomery, Ph.D. se joint au bureau fédéral des mines où il débute des taraux sur le structure chemique du bitume.

1949 La province de l'Alberta prend les commandes du site de Bitumount sous le nom de Oil Sands Project.

1951 La province de l'Alberta organise la première conférence sur les sables bitumineux de l'Athabasca.

1953 La Sun Oil Company, dirigée par Howard Pew, crée la Great Canadian Oil Sands Company, vouée à la mise en valeur des sables bitumineux.

1955 Le secteur de Bitumount passe entre les mains de la Can-Amera Company.

1958 Première proposition de séparer le bitume du sable par explosion nucléaire

1958 Regain d'intérêt à l'égard de l'or trouvé en 1911.

1962 Great Canadian Oil Sands obtient un premier permis d'exploitation des sables bitumineux du gouvernement de l'Alberta.

1963 Sun Oil Company décide d'appuyer la Great Canadian Oil Sands Company en construisant une usine de séparation.

1967 Entrée en service de l'usine de la Great Canadian Oil Sands, qui produit du pétrole brut.

1974 La province de l'Alberta délivre un permis de production à Syncrude, un consortium de pétrolières.

traitait un matériau semblable aux sables bitumineux de l'Athabasca et que son procédé était des plus intéressants. En 1915, Ells fut invité à poursuivre ses recherches sur la séparation à l'eau chaude au Mellon Institute of Industrial Research situé à Pittsburgh, en Pennsylvanie. À Mellon, Ells mit à l'essai son procédé de séparation à des températures et des pressions variables, et vérifia les effets de divers acides et bases. Ses expériences s'étant avérées concluantes, Ells était convaincu que le procédé de séparation à l'eau chaude pourrait être appliqué avec succès aux sables bitumineux de l'Athabasca.

C'est à ce moment de son cheminement professionnel qu'il choisit de s'intéresser de nouveau à la caractérisation des dépôts de sables bitumineux et de travailler à la mise en valeur de ces ressources. En 1930, les provinces se voyaient conférer la maîtrise complète de leurs ressources naturelles, mais le gouvernement fédéral conserva plusieurs concessions en périphérie de Fort McMurray. Ells continua de promouvoir la recherche et le développement dans le secteur et ses efforts ont amené la CGC à entreprendre de nouvelles campagnes d'exploration dans les années 1940 et au début des années 1950. Après sa retraite en 1954, Ells se consacra à l'écriture et au dessin. Il assista au premier Symposium sur les sables bitumineux tenu à Edmonton en 1951, de même qu'aux cérémonies de fondation de la société Great Canadian Oil Sands en 1967. Sidney Ells est mort à Victoria en 1975.

3.4 Karl A. Clark, Ph. D.

FIGURE 3.2

L'expression « scientifique des sables bitumineux » est peut-être celle qui décrit le mieux Karl Clark. En 1920, le président Tory de l'Université de l'Alberta lui confiait la tâche de « trouver une façon d'utiliser les sables asphaltiques de l'Athabasca ». Toute sa vie fut vouée à cette quête. Il est en effet largement reconnu comme l'inventeur du procédé d'extraction à l'eau chaude du bitume, qui est à la base du procédé utilisé par les deux usines d'extraction/valorisation de Fort McMurray.

Karl A. Clark, 1918. (CFC)

Après avoir obtenu son doctorat en chimie physique de l'Université de l'Illinois en 1916, Karl Clark obtint un emploi à la Commission géologique du Canada. Mais par suite d'une réorganisation du service où il était affecté, il fut muté à la Division des matériaux routiers de la Direction des mines, à Ottawa. Son travail consistait à structurer et critiquer les rapports de Sidney Ells. À la faveur de ce travail, il acquit une connaissance approfondie des sables bitumineux de l'Athabasca.

Au cours d'un voyage au Manitoba à l'été 1918, Clark remarqua que le sol argileux des Prairies rendait les routes presque impraticables lorsqu'il pleuvait. Il eut l'idée d'utiliser les sables asphaltiques de l'Athabasca pour protéger ces routes contre les attaques de l'eau.[4]

En 1920, il reçut des échantillons de sables bitumineux à étudier et, à l'occasion de ce travail, il mit au point une méthode pour séparer le pétrole du sable à l'aide d'un additif chimique.

Au même moment, l'Université de l'Alberta décidait de mettre sur pied et financer ses propres installations de recherche sur les sables bitumineux. Clark fut recruté à titre de professeur de recherche au sein du tout nouveau Scientific and Industrial Research Council of Alberta, qui devint plus tard l'Alberta Research Council.

Dès l'automne 1922, Clark était arrivé à la conclusion que l'utilisation des sables bitumineux de l'Athabasca pour le revêtement des chaussées n'était pas viable économiquement, et il consacra dès lors son énergie à la mise au point de techniques de séparation des sables bitumineux. Il élabora une méthode qui consistait à faire mousser le mélange initial de pâte et d'eau chaude en y ajoutant un volume supplémentaire d'eau chaude. Il suffisait alors de recueillir la mousse, qui renferme le pétrole, tandis que les grains de sable se déposaient au fond du récipient.

Sydney M. Blair, un jeune ingénieur, est devenu l'assistant de Clark en 1922. Ils ont entrepris ensemble la conception et la construction de la première installation de séparation de sables bitumineux, qui fonctionnait par lot. Cet appareil, installé au sous-sol du bâtiment abritant la centrale électrique de l'Université de l'Alberta, fonctionnait très bien et a mené à la construction d'une plus grosse installation située en banlieue d'Edmonton, à Dunvegan Yards. L'installation de Dunvegan, inaugurée en 1925, était la première usine de séparation continue des sables bitumineux à avoir jamais été construite et exploitée. Clark et Blair passèrent également du temps sur le terrain à étudier et échantillonner les dépôts longeant la rivière Athabasca. En 1926, ils ont publié un rapport marquant sur leurs travaux, intitulé *The Bituminous Sands of Alberta*.

En 1929, le gouvernement de l'Alberta et l'Alberta Research Council demandaient à Clark de trouver un territoire approprié pour l'aménagement d'une installation d'extraction et la construction d'une usine pilote de séparation tout près. L'installation de Dunvegan fut modifiée, mise à l'essai, démontée et transportée par train et par barge vers un terrain bordant la rivière Clearwater. L'usine de Clearwater, en exploitation pendant tout l'été de 1930, produisit 60 000 litres de pétrole. Clark était satisfait de la performance de l'installation : elle permettait de récupérer 90 p. 100 du pétrole contenu dans le sable et la teneur de la mousse en minéraux n'était plus que de 4,9 p. 100, ce qui surpassait les résultats des études en laboratoire.[e]

D. S. Pasternack, qui venait tout juste de terminer son doctorat en chimie organique à l'Université McGill, fut embauché pour aider Clark à résoudre le problème de la déshydratation du pétrole brut produit par l'installation, dont la teneur en eau entraînée atteignait environ 30 p. 100. La solution à laquelle ils sont arrivés consistait à mélanger le bitume à du sel dans un malaxeur à manchon de vapeur, à une température minutieusement contrôlée. Cette méthode leur permit d'abaisser à moins de deux pour cent la teneur totale du pétrole en eau et en minéraux.[f]

Dû à la crise économique obligeant le gouvernement à réduire ses coûts, le Research Council of Alberta fut aboli en 1933 et les travaux de Karl Clark portèrent dès lors davantage sur l'étude et la classification des sols.

La Seconde Guerre mondiale suscita un regain d'intérêt à l'égard des ressources pétrolières et le Research Council of Alberta renaquit de ses cendres en 1942.

En 1944, Clark établit que les sables bitumineux à l'état naturel sont « mouillés par l'eau », c'est-à-dire que chaque grain de sable est entouré d'une enveloppe ou pellicule d'eau qui le sépare du pétrole. Il établit par ailleurs que la présence de cette couche d'eau était nécessaire à la séparation du pétrole du sable. Il constata de plus que les argiles fines devaient être présentes en concentration appropriée pour obtenir une séparation satisfaisante.

Après 1945, Clark agit à titre de conseiller auprès d'un groupe qui construisait une usine pilote à Bitumount et demeura conseiller après que l'usine fût mise en service.

Clark demeura à l'Université de l'Alberta jusqu'à sa retraite en 1954, mais il continua de faire partie de l'Alberta Research Council jusqu'en 1963. Pendant toutes ces années, il prodigua des conseils prisés autant par les chercheurs que par l'industrie. Karl A. Clark est décédé en décembre 1966.

3.5 Premiers projets

3.5.1 Bitumount

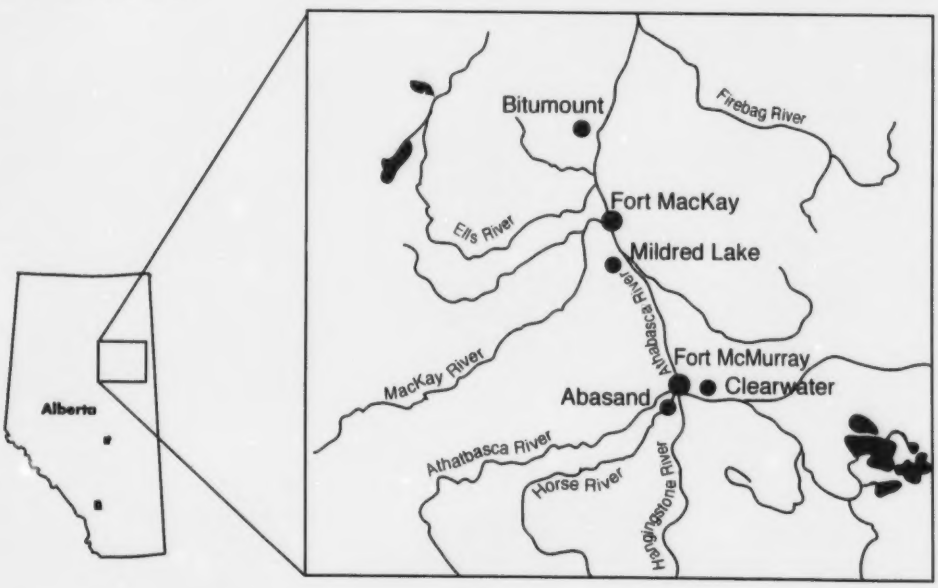
Encouragées par une politique généreuse du gouvernement fédéral en matière de location de territoires, de nombreuses personnes ont afflué vers la région de l'Athabasca, rêvant de faire fortune dans les sables bitumineux.

En 1922, un groupe de policiers de New York créèrent l'Alcan Oil Company et obtinrent la concession des territoires au nord de Fort McMurray, sur la rive droite de la rivière Athabasca. Le plan qu'ils avaient imaginé consistait à injecter de l'eau chaude dans un puits pour chauffer les sables bitumineux et en extraire ainsi le bitume. Malheureusement, leur plan échoua et ils vendirent leurs droits à Robert Fitzsimmons en 1923.

Fitzsimmons se concentra sur l'extraction et la séparation plutôt que la de la récupération de fond de trou. À l'occasion d'une de ses expériences, il construisit une petite installation de séparation utilisant de l'eau chaude. Cette installation fut la première à séparer sur place le pétrole des sables bitumineux de l'Athabasca. C'est à cet endroit, qui allait être connu sous le nom de Bitumount, que Fitzsimmons établit l'International Bitumen Company en 1927. Pendant les années qui ont suivi, il continua de perfectionner son procédé. En 1938, l'usine produisait 400 mètres cubes d'asphalte pur et 320 mètres cubes de mazout par jour.[8]

FIGURE 3.3

Premiers projets



Mais Fitzsimmons était en butte à de plus en plus de problèmes financiers et il dut se départir de son usine en 1942. Le gouvernement de l'Alberta exploita celle-ci en tant qu'usine expérimentale pendant plusieurs années avant de la fermer en 1949.

3.5.2 Abasand

La société Abasand Oils Limited a été créée en 1931 par un Américain du nom de Max Ball, sur une concession située dans la réserve de Horse River. Selon une entente conclue avec les gouvernements fédéral et provincial, Abasand devait mettre en place une usine opérationnelle au plus tard en 1936 et celle-ci devait pouvoir traiter 250 tonnes de sables bitumineux par jour.

L'usine fut achevée à temps et elle était sur le point d'être rentable lorsqu'elle fut complètement détruite par un incendie en 1941. Ball reconstruisit l'usine mais les choses n'allaient pas aussi bien qu'avant l'incendie et il décida de fermer l'usine en 1942.

Le gouvernement fédéral, soucieux de s'assurer un approvisionnement suffisant de pétrole brut pour l'effort de guerre, s'intéressa de nouveau au potentiel des sables bitumineux de l'Athabasca. Il prit en charge l'usine Abasand en 1943, mais ne connut jamais le succès. En 1945, le feu détruisit encore une fois l'usine, ce qui marqua la fin du projet Abasand.

En 1947, un immense gisement de pétrole brut léger classique fut découvert à Leduc, en Alberta, découverte qui fut suivie peu après par la mise au jour d'autres importants gisements. Cela détourna l'attention des sables bitumineux, mais l'infrastructure mise en place pour exploiter ces ressources classiques allait permettre plus tard la mise en valeur des sables bitumineux.

3.5.3 Le rapport Blair

Le rapport Blair, déposé en 1950, fut préparé pour le gouvernement de l'Alberta par S.M. Blair et E. Nelson. Selon ce rapport, la mise en valeur des sables bitumineux pourrait être viable économiquement à condition que la production atteigne au moins 3 200 mètres cubes par jour. Ce rapport, de même que le Symposium sur les sables bitumineux tenu à Edmonton en 1951, raviva l'intérêt de l'industrie. Une douzaine de pétrolières avaient des cibles d'exploration de 20 230 hectares chacune, et l'exploration devait se faire au cours des trois années suivantes.

La réglementation permettait aux compagnies d'obtenir des concessions si elles découvraient des gisements intéressants, à la condition toutefois qu'elles commencent la construction d'une usine d'exploitation commerciale dans l'année suivant l'obtention de la concession. Comme peu de sociétés étaient disposées à prendre ce risque, la province modifia les règles de sorte que le détenteur d'une concession n'était obligé de construire une usine que si le gouvernement lui en donnait instruction. Cette modification de la réglementation encouragea de nombreuses compagnies à obtenir des concessions pour l'exploitation de sables bitumineux et a ouvert la voie aux premiers projets commerciaux.

3.5.4 Premiers projets commerciaux d'extraction/valorisation

Sous la direction de J. Howard Pew, la société Sun Oil a mené, à compter du début des années 1950, d'intenses travaux d'exploration sur ses concessions, et elle fut la première à construire une usine d'extraction et de valorisation à ciel ouvert. L'usine de la Great Canadian Oil Sands (GCOS), maintenant appelée Suncor, est entrée en service en 1967. La construction de l'usine et les problèmes opérationnels qu'il a fallu résoudre lors du démarrage ont été riches en enseignements de toutes sortes : c'est là que plongent les racines de l'industrie moderne des sables bitumineux.

Syncrude, un consortium industriel qui depuis quelques années déjà participait activement à l'exploration des sables bitumineux, y compris aux projets Abasand et Bitumount, proposa, au début des années 1970, de construire une deuxième installation d'extraction et de valorisation. Mais les coûts élevés de construction et la volatilité des cours du pétrole ont amené les instigateurs du projet à revoir leurs plans. La participation financière des gouvernements fédéral et provincial, et l'exemption des mesures de contrôle des prix du pétrole alors en vigueur ont permis au projet de se concrétiser. Syncrude a commencé à produire du pétrole brut valorisé en 1978.

Deux autres projets d'exploitation proposés à la fin des années 1970 et au début de la décennie suivante, soit les projets Alsands et OSLO (Other Six Leases Owners), ont été annulés, car ils n'offraient pas suffisamment de garantie de rentabilité.

3.5.5 Premiers projets commerciaux de récupération in situ

Dès les premiers jours de la mise en valeur des sables bitumineux, des tentatives de récupération in situ ont été faites : J. O. Absher figure parmi les plus colorés et ardents défenseurs de cette technique. Physiquement atteint et aux prises avec des problèmes financiers, Absher a quand même défendu ses idées pendant plus d'une décennie, des années 1920 aux années 1930. Il a foré des puits et mis en place l'appareillage pour l'injection de vapeur et le pompage du bitume chauffé. Il fut en mesure de produire de très petites quantités de bitume, mais ses plans n'étaient pas assez raffinés techniquement pour qu'il connaisse le succès.

C'est à Cold Lake que furent implantées les premières installations à grande échelle de récupération in situ. Imperial Oil Limited était à l'origine de ce projet, entré en activité en 1978. Quant au projet de Shell Canada Limited à Peace River, il est entré dans sa phase d'exploitation commerciale au début des années 1980. Ces deux projets font appel à une forme ou une autre d'injection de vapeur, procédé qui chauffe le bitume, en abaisse la viscosité et permet donc de le pomper à la surface.

3.6 Conclusion

Les débuts de l'exploration et de la mise en valeur des sables bitumineux sont remplis d'histoires d'hommes de courage et de volonté qui ont bravé difficultés et déceptions pour poursuivre leur idéal.

Lorsqu'on a foré les premiers trous de sondage, c'était dans l'espoir de découvrir des gisements d'« huile libre » qui, croyait-on, alimentaient les sables bitumineux. Mais cette hypothèse fut vite réfutée. Pour plusieurs à cette époque, l'intérêt des sables bitumineux résidait dans le fait qu'ils pouvaient servir au revêtement des chaussées. Mais les coûts de transport des sables bitumineux depuis leur lieu de production rendaient cette application infaisable financièrement. Et comme la demande de carburants de transport était en hausse, les efforts pour valoriser les sables bitumineux en tant que ressource pétrolière se sont multipliés.

C'est à Sidney Ells, un fonctionnaire fédéral, que l'on doit les premiers travaux d'exploration et de caractérisation des dépôts de sables bitumineux. Conscient des promesses de cette ressource, il se fit le champion infatigable de sa mise en valeur.

Karl Clark, Ph. D. représentait le gouvernement provincial à titre de membre de l'Alberta Research Council. Son génie et son travail acharné ont mené au perfectionnement du procédé de séparation à l'eau chaude, qui est à la base du procédé utilisé par les usines d'extraction et de valorisation intégrée de Fort McMurray.

Le rapport Blair, déposé en 1950, révélait que l'exploitation des sables bitumineux et l'extraction du bitume seraient économiquement rentables. Cela, conjugué à une politique plus favorable du gouvernement provincial envers la location de territoires, a incité l'industrie à poursuivre cette ressource. C'est dans ce contexte que furent jetées les bases de la première usine intégrée d'extraction/valorisation des sables bitumineux construite par la GCOS en 1967, qui fut suivie par une autre usine exploitée par Syncrude, mise en service en 1978. L'industrie fut en même temps encouragée à mener des travaux de recherche et de développement sur la récupération in situ. Au cours des décennies 1960 et 1970, de nombreux projets pilotes ont permis de mettre à l'essai diverses méthodes de récupération. Le premier projet commercial de récupération in situ a été lancé par Imperial à Cold Lake en 1978.

Références

a) Fitzgerald, J.J. *Black Gold with Grit*. Gray's Publishing Ltd., 1978.

b) *Ibid.*

c) *Ibid.*

d) Sheppard, Mary Clark. *Oil Sands Scientist - The Letters of Karl A. Clark 1920-1949*, The University of Alberta Press, 1989.

e) *Ibid.*

f) *Ibid.*

g) Alberta Natural Resources. *Oil Sands and Heavy Oils of Alberta*, 1982

Bibliographie choisie

Comfort, Darlene J. and Peter G.Duffy. *The Abasand Fiasco*, Friesen Printers, 1980.

Ignatieff, A. *Un centre canadien de recherche : historique de 75 ans de recherche et développement à la Direction des mines du gouvernement fédéral (minéraux, métaux et combustibles)*. Ministre des Approvisionnements et Services du Canada, 1981.

Pratt, Larry. *The Tar Sands-Syncrude and the Politics of Oil*, Hurtig Publishers, Edmonton, 1976.

Illustrations

Ignatieff, A. *Un centre canadien de recherche : historique de 75 ans de recherche et développement à la Direction des mines du gouvernement fédéral (minéraux, métaux et combustibles)*. Ministre des Approvisionnements et Services du Canada, 1981, page 37. Tirée de Northland Trails par S.C. Ells, Burns and MacEachern, Toronto, 1956.

Ells, S.C. *Athabasca Trails*, Canadian Geotechnical Journal, juin 1939.

Sheppard, Mary Clark. *Oil Sands Scientist - The Letters of Karl A. Clark 1920-1949*. The University of Alberta Press, 1989, page 9. Originally from Clark Family Collection.

REVUE DES TECHNOLOGIES DE MISE EN VALEUR DES SABLES BITUMINEUX

4.1 Introduction

L'industrie canadienne des sables bitumineux a parcouru un chemin remarquable pour passer des premières tentatives primitives d'extraction du bitume à la situation actuelle où elle est devenue un secteur dynamique dont les opérations d'envergure connaissent un succès commercial certain. À force de recherche scientifique et d'innovations technologiques incessantes, on a réussi à créer au Canada une industrie dynamique qui, profitant d'une infrastructure solide et diversifiée, est devenue un leader mondial de l'exploitation des sables bitumineux. Cette réussite est en large partie attribuable à la vision dont ont fait preuve les individus et les organisations qui ont guidé les efforts de recherche et de développement technologique et aussi au dévouement des nombreux scientifiques, ingénieurs, technologues, inventeurs et spécialistes du domaine pétrolier mis à contribution.

Ce chapitre propose une description sommaire des méthodes ou procédés mis en oeuvre dans les installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation, dans les installations de récupération in situ et dans la production primaire de bitume. On y présente les innovations technologiques importantes. Certaines sont le résultat de perfectionnements continuels et d'autres sont dues à des bonds technologiques qui ont profondément changé l'industrie, surtout depuis les années 1990. Pour aider à la compréhension, il nous est apparu commode de présenter en succession les technologies dites «anciennes» et les «nouvelles».

De plus, on y présente les avenues actuelles de la recherche pour mettre en évidence l'importance de la science et de la technologie pour l'évolution de l'industrie des sables bitumineux.

4.2 Installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation

4.2.1 Extraction à ciel ouvert

Pour extraire les sables bitumineux, il faut d'abord assécher les fondrières qui recouvrent en bonne partie les gisements, déboiser le secteur et enlever le couvert végétal de la fondrière. Le sol réutilisable est ensuite excavé et stocké à proximité pour servir dans les travaux de remise en état. Le mort-terrain qui se trouve sous la fondrière se compose d'un mélange de roches, d'argile et de sable stérile que l'on enlève à la pelle mécanique et transporte en camions vers des sites d'excavation déjà épuisés. Une fois le mort-terrain éliminé, on a accès au gisement, qui a généralement entre 40 et 60 mètres d'épaisseur et repose sur un lit relativement plat de calcaire.

Le premier système d'extraction mis en oeuvre pour l'exploitation de la concession de la GCOS était semblable à ce qui était utilisé ailleurs dans le monde. Deux excavateurs géants à roue-pelle ont été

importés d'Allemagne. Conçus expressément pour cette exploitation, ces machines faisaient 30 mètres de haut, leur roue-pelle de 10 mètres de diamètre était fixée au bout d'une flèche de 64 mètres et leur capacité d'extraction s'élevait à 91 000 tonnes de sable bitumineux par jour.[1] Les roues-pelles déversaient le sable sur une bande transporteuse menant à une trémie de réception située à proximité des séparateurs sable-bitume et installations de valorisation. La série de bandes transporteuses totalisait généralement au moins un kilomètre de long. La mine Syncrude, dont l'exploitation a débuté en 1978, faisait appel au même type de système, sauf que ce sont des pelles à benne traînante qui creusaient le front de taille et formaient des cordons ou andains de sable bitumineux repris par des roues-pelles alimentant des bandes transporteuses. Au fil des ans, les procédés d'extraction n'ont cessé d'évoluer de perfectionnement en perfectionnement, y compris la mise au point de roues-pelles, de bennes traînantes, de camions et de pelles mécaniques de capacité accrue.

Le redéploiement de cette machinerie massive et complexe d'un secteur à l'autre de l'exploitation à ciel ouvert était une opération ardue et coûteuse (figure 4.1). Et la machinerie elle-même tombait souvent en panne, surtout durant les hivers rigoureux, dûs à ses nombreuses pièces mobiles ou à un engorgement potentiel du système.

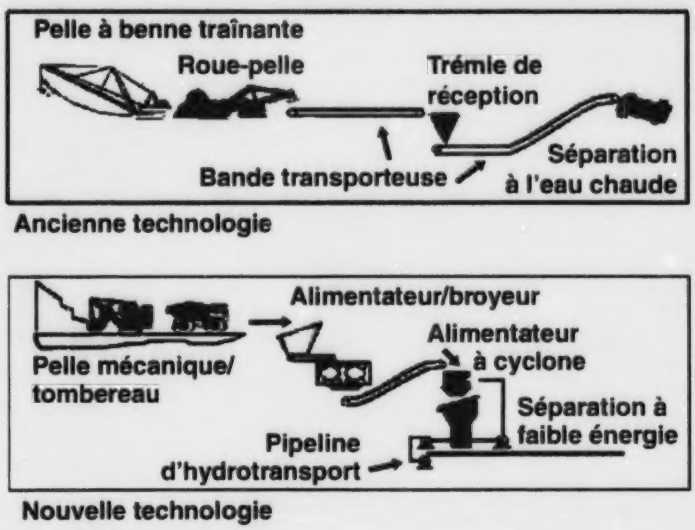
Aussi est-on passé progressivement aux pelles mécaniques et aux gros camions de chantier au fur et à mesure que leur capacité augmentait. Au début des années 1990, Syncrude manutentionnait près du tiers de son tonnage total au moyen de cette nouvelle technique et Suncor s'y est convertie en 1993. Le tandem pelle mécanique/camion offre comme avantages une plus grande souplesse d'exploitation et un temps d'interruption des opérations réduites. Aujourd'hui, les camions d'une capacité de 360 tonnes chargés par des pelles à benne de 58 verges cubes sont monnaie courante dans les exploitations à ciel ouvert.

Par ailleurs, on a également modifié les trémies de réception en y adjoignant un système alimentateur/broyeur dans lequel les sables bitumineux sont broyés au moyen d'un broyeur à double cylindre.

Dans les années 1980, le consortium Other Six Lease Owners (OSLO) a fait breveter le procédé OSLO d'extraction à l'eau froide qui comprenait le transport du sable bitumineux en suspension aqueuse vers l'installation de séparation du bitume. Partant de ce procédé, Syncrude a mis au point au début des années 1990 la technologie de l'hydrotransport qui est beaucoup plus économique et souple que l'ancien système à longues bandes transporteuses.

Cette technologie fait appel, en tête de procédé, à une importante

FIGURE 4.1



1 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

innovation, soit un alimentateur à cyclone. Cet appareil massif de près de 35 mètres de hauteur broie le sable bitumineux et le mélange à de l'eau chaude pour constituer une suspension aqueuse, ou boue, pompée à grande vitesse dans un pipeline menant à l'installation de séparation du bitume, qui peut se trouver à plusieurs kilomètres de distance. Cette nouvelle technologie offre les avantages suivants :

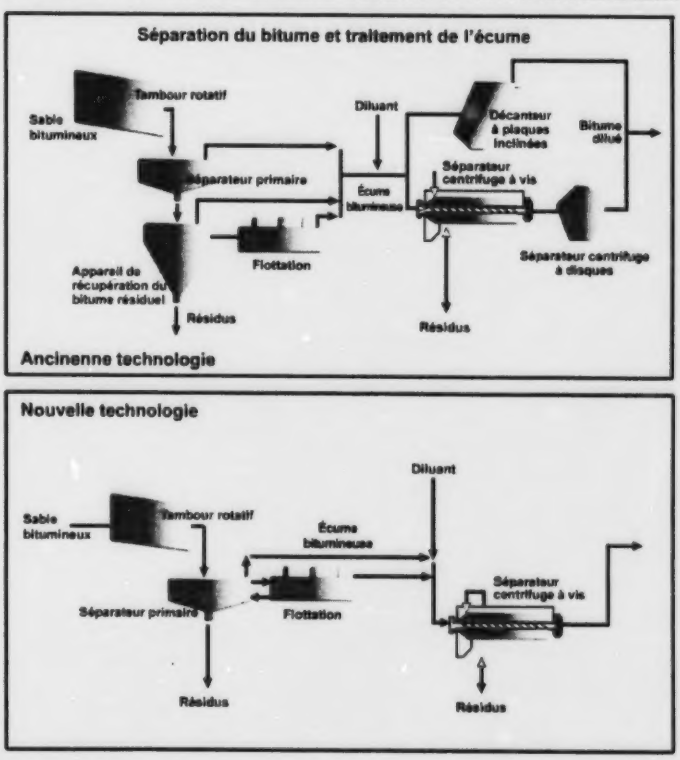
- réduction des amas de sable bitumineux et un certain degré de séparation du bitume pendant que la suspension aqueuse se déplace dans le pipeline;
- souplesse accrue, le pipeline pouvant suivre un tracé beaucoup plus sinueux même en terrain accidenté;
- séparation à faible énergie - en raison du début séparation durant l'hydrotransport, la température d'opération du séparateur peut être ramenée à 50 °C et même moins.

Une innovation toute récente de Syncrude, baptisée «Lubrifiance par moussage naturel», utilise de l'eau dans la mousse de bitume pour créer un manchon lubrifiant autorisant le pipelinage du produit sans ajout de diluant.

La technologie de l'hydrotransport a déjà été adoptée par Suncor, et est envisagée par Shell Canada Ltd. (Shell) et ses partenaires pour le projet Athabasca Oil Sands. L'hydrotransport permet d'aménager les installations de séparation et de valorisation du bitume à une plus grande distance du site d'extraction des sables que ne le permettait l'ancienne méthode de transport par bandes transporteuses. On prévoit que d'ici l'an 2005, la totalité des sables bitumineux extraits à ciel ouvert en Alberta sera transportée au moyen de cette technologie.

Le gain d'efficacité réalisé grâce à l'extraction par pelle mécanique et camion et à l'hydrotransport s'est traduit par une réduction de l'ordre de 50 % des coûts d'exploitation des gisements de sables bitumineux au cours de la dernière décennie. Ces coûts se situent présentement entre 11 et 14 $/baril, et l'objectif est de les voir passer sous les 10 $ d'ici l'an 2005.

FIGURE 4.2



4.2.2 Séparation

Les premiers procédés de séparation du bitume mis en oeuvre par la GCOS et Syncrude étaient dérivés du procédé d'extraction à l'eau chaude perfectionné par Karl Clark de l'Alberta Research Council (figure 4.2). Le sable imprégné de bitume est repris de la trémie de réception et transporté par bandes transporteuses à des

tambours rotatifs, où il est fluidifié par ajout de vapeur, d'eau chaude (85 oC) et de soude caustique. Au sortir des tambours, le mélange aéré tombe sur des tamis vibrants qui éliminent la roche et les amas d'argile. Il est ensuite dilué et acheminé par des pompes vers les séparateurs primaires, où le bitume remonte à la surface sous forme d'écume et le sable se dépose au fond. L'écume est ensuite acheminée à des cellules de flottation dans lesquelles le bitume est entraîné à la surface par des bulles d'air. Cette écume doit subir un dernier traitement destiné à réduire sa teneur en eau et en particules solides avant d'être acheminée à l'installation de valorisation. Elle est à cette fin diluée avec du naphta et soumise à l'action d'un centrifugeur à haute vitesse. Le bitume dilué est alors acheminé à l'installation de valorisation et les résidus produits sont éliminées.

Plusieurs innovations ont été apportées à ce procédé (figure 4.2) :

- l'ajout d'un appareil de récupération du bitume résiduel - technologie mise au point par Syncrude; il s'agit de grands récipients cylindroconiques permettant de récupérer la majeure partie du bitume résiduel dans les effluents du séparateur primaire;
- une deuxième cellule de flottation pour traiter l'écume provenant de l'appareil de récupération du bitume résiduel;
- un décanteur à plaques inclinées, mis au point par Suncor, et un séparateur centrifuge à disques, conçus pour permettre une séparation plus poussée; et
- une unité de récupération du diluant, mise au point par Syncrude, pour récupérer le naphta des résidus de traitement de l'écume bitumineuse.

Avec les procédés actuels de séparation, on obtient un taux de récupération du bitume d'environ 91 %, comparativement à 84 % environ en 1975. L'économie qu'autorisent les procédés de séparation à faible énergie compte pour une part importante dans la réduction des coûts d'exploitation.

Le projet Athabasca Oil Sands, dont Shell et ses partenaires prévoient la mise en exploitation au début de l'an 2002, met en oeuvre une innovation importante, à savoir un procédé de décantation à contre-courant et étages multiples qui permettra une valorisation partielle in situ. Ce procédé consiste à mélanger au bitume un solvant paraffinique qui, en provoquant la précipitation des asphaltènes, élimine la majeure partie des constituants carbonés responsables de la formation de coke. Ce procédé est tout à fait indiqué pour ce projet, puisque l'usine de valorisation, qui sera construite à proximité de l'actuelle raffinerie de Shell à Scotford, raffinera le bitume par ajout d'hydrogène et ne comportera donc aucune unité de cokéfaction.

4.2.3 Élimination des résidus

Les résidus de la séparation du bitume contiennent de l'eau, du sable et de fine particule d'argile. Ces boues étaient traditionnellement pompées dans de vastes étangs de décantation, qui étaient réhabilités après solidification du dépôt. Cependant, les particules microscopiques d'argile peuvent demeurer en suspension durant des centaines d'années sans se déposer.

Suncor, en collaboration avec le consortium Consolidated Tailings, a mis au point un nouveau traitement des résidus, appelé «résidus composites», qui consiste à mélanger aux boues résiduaires, pour accélérer leur solidification, du gypse récupéré de l'unité de désulfuration des gaz de combustion de l'usine. Cette nouvelle technologie a déjà gagné la faveur d'autres sociétés d'exploitation minière. Grâce à la technologie des résidus composites, on peut envisager la réhabilitation des étangs de décantation en moins de 10 ans. On trouvera de plus amples informations sur la gestion des résidus au chapitre 9, section 3.1.

4.2.4 Valorisation

La valorisation consiste à transformer le bitume brut, matière très visqueuse pauvre en hydrogène et riche en soufre et en métaux lourds, en pétrole brut dit «synthétique» ou «valorisé» de qualité élevée, d'une densité et d'une viscosité semblables à celles du pétrole brut léger, et à très faible teneur en soufre (0,1- 0,2 %). Le procédé de valorisation comporte trois principales opérations : la cokéfaction, la désulfuration et l'hydrogénation.

La première étape de la valorisation du bitume consiste à séparer le naphta, qui est recyclé à l'installation de séparation. Le bitume est ensuite chauffé dans des fours puis chargé dans une unité de distillation sous vide pour séparation de la fraction la plus volatile. Le reste est chargé dans les réacteurs thermiques d'une unité de cokéfaction, où des températures élevées induisent le craquage des longues molécules d'hydrocarbures. La majeure partie de la charge se vaporise, et la fraction plus lourde, riche en carbone, se cokéfie. Suncor emploie une technologie de cokéfaction différée, et Syncrude, un procédé en lit fluidisé. Le coke produit est utilisé comme combustible pour les réacteurs de l'unité de cokéfaction et d'autres unités de traitement thermique de l'usine. Le coke excédentaire est stocké ou vendu à des usines de production d'ammoniac et autres installations industrielles.

Les vapeurs d'hydrocarbures sont séparées dans des colonnes de fractionnement en coupes de naphta, de kérosène et de gazole. Dans les unités d'hydrotraitement, elles sont mises en réaction avec de l'hydrogène sous haute température et forte pression en présence d'un catalyseur. Ce procédé a pour double effet de stabiliser les produits et d'éliminer le soufre et l'azote. Le naphta et le gazole sortant des unités d'hydrotraitement sont mélangés pour former un pétrole brut de qualité élevée. Les constituants sulfurés sont transformés en soufre élémentaire et stockés ou expédiés sur les marchés, et l'azote est extrait sous forme d'ammoniac et, en règle générale, utilisé comme combustible dans les installations annexes. Les gaz combustibles, sous-produits du raffinage, sont soumis à un traitement d'adoucissement puis débarrassés de l'hydrogène sulfuré dans des unités de traitement aux amines. Ces gaz sont utilisés à l'usine comme source d'énergie.

Les principales innovations apportées aux procédés de valorisation comprennent :

- l'ajout d'une unité d'hydrotraitement LC-Finer, pour la conversion du bitume en gazole léger de craquage, en présence d'hydrogène et d'un catalyseur en lit bouillonnant; et
- l'adjonction d'une unité de distillation sous vide pour séparer les constituants volatils du bitume en aval de l'unité de cokéfaction, évite que celle-ci ne devienne un goulot d'étranglement.

4.3 Récupération in situ

Lorsque la couche bitumineuse est trop profondément enfouie pour permettre une exploitation à ciel ouvert rentable, il faut avoir recours à un procédé de récupération in situ. Selon l'EUB, environ 80 % du bitume récupérable des sables bitumineux de l'Alberta, soit quelque 39 milliards de mètres cubes, doivent être récupérés in situ. C'est dire l'intérêt de ces procédés.

En règle générale, le bitume des gisements souterrains est trop lourd et trop visqueux (8 à 10 degrés API, 10 000 à 300 000 cP) pour s'écouler dans les conditions naturelles de température et de pression. Il faut le fluidifier soit par apport de chaleur, soit par injection de diluant, pour le faire couler vers un puits d'où il peut être pompé. Il y a toutefois des exceptions à cette règle. On trouve notamment des réservoirs dans la région de Wabasca et dans la partie sud de la région de Cold Lake dont le bitume est suffisamment fluide pour se prêter à la récupération primaire.

Les premières tentatives de récupération in situ du bitume remontent au début des années 1900. Les installations étaient, pour la plupart, plutôt rudimentaires et peu productives. Il a fallu attendre les progrès technologiques des années 1950 pour voir ce secteur prendre son essor.

Toute une diversité de procédés de récupération in situ ont été essayés, seuls ou combinés. Ils mettent en oeuvre divers moyens de stimulation : injection de vapeur; combustion in situ; utilisation d'énergie ultrasonore ou électromagnétique; injection d'eau, de polymères, de solutions alcalines et de solvants. À titre indicatif de l'activité dans ce secteur, l'EUB établit à 340 le nombre de projets pour lesquels des essais de récupération ont été approuvés, depuis 1959.[a] À l'heure actuelle, on compte dans les trois régions où se trouvent des gisements de sables bitumineux quelque 22 projets de récupération in situ, dont 11 projets de production commerciale et 11 projets expérimentaux, la plupart mettant en oeuvre un procédé quelconque de stimulation par la vapeur.

4.3.1 Stimulation cyclique par la vapeur d'eau

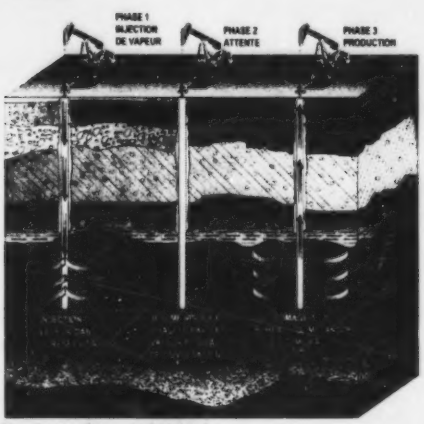
Le procédé de stimulation cyclique par la vapeur d'eau («huff and puff») a été mis au point par Imperial Oil Ltd. à Cold Lake. Des travaux d'exploration réalisés entre 1958 et 1962 ont conduit à la mise en place du projet pilote d'Ethel en 1964. Plusieurs procédés de récupération in situ ont été mis à l'essai, dont l'injection cyclique de vapeur et la combustion in situ. Dès 1975, grâce au projet pilote d'Ethel et à un nouveau projet pilote appelé May, Imperial avait prouvé la faisabilité technique du procédé de stimulation cyclique par la vapeur d'eau à Cold Lake.[b] Une troisième installation pilote à Lemming a permis d'appliquer cette technologie à la production commerciale en 1985.

Au nombre des innovations apportées par Imperial à l'époque se trouvaient le recyclage de l'eau produite et le forage de plusieurs puits de production à partir d'une seule plate-forme - le forage d'une vingtaine de puits à partir d'une seule plate-forme est devenu pratique courante.

Ce procédé (figure 4.3) consiste à injecter dans le puits de production, sous une pression moyenne de 11 000 kilopascals, de la vapeur d'eau surchauffée jusqu'à environ 300 °C produite dans d'immenses chaudières. La pression d'injection, en provoquant la fracturation de la roche réservoir, permet au bitume de s'écouler vers le puits. Chaque puits est individuellement soumis à un cycle injection-attente-production. Lorsque le taux de production décroît, le cycle est repris à la phase d'injection. Un cycle complet dure généralement entre six et dix-huit mois. Le taux de récupération obtenu avec ce procédé devrait atteindre 20 à 25 %.

FIGURE 4.3

Stimulation cyclique par vapeur d'eau



Courtoisie d'Imperial Oil Ltd.

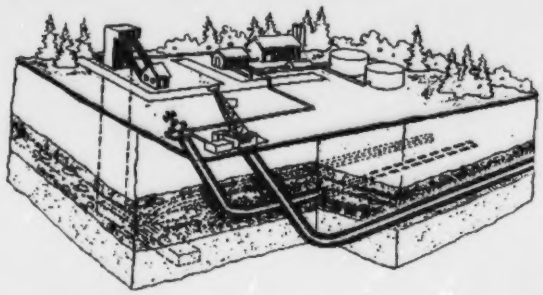
À la fin de 1999, Imperial exploitait dans la région de Cold Lake quelque 3 000 puits, pour une production totale approchant les 21 000 m^3/j. Bien que le procédé de stimulation cyclique par vapeur d'eau ait donné de très bons résultats à Cold Lake, il a été très peu utilisé en dehors de cette région.

4.3.2 Déplacement par la vapeur d'eau

Dans les années 1960, Shell a entrepris des travaux expérimentaux dans ses concessions de Peace River, avec trois petites unités pilotes. Un essai d'injections répétées de vapeur sans fracturation de la roche réservoir tenté en 1973-1974 a donné un excellent taux de production.[c] Forte de ces résultats, Shell a entrepris de perfectionner le procédé en collaboration

FIGURE 4.4

Installation souterraine d'essai



Courtoise d'AOSTRA.

avec l'Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), pour aboutir en 1979 au procédé de déplacement par la vapeur d'eau. Ce procédé met à contribution la nappe d'eau sous-jacente pour chauffer la couche bitumineuse. Une fois que la communication entre les puits est établie, on injecte de la vapeur d'eau de façon continue, et l'injection et la production sont pratiquées de manière à provoquer alternativement une mise en pression et une décompression du bitume dans le réservoir.[d] Shell a commencé la production commerciale à Peace River en 1986. Malgré la réussite technologique du procédé de déplacement par la vapeur d'eau, celui-ci a été progressivement remplacé dans les exploitations de Peace River, dans les années 1990, par la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur et le forage de puits multibranches stimulés par injection de vapeur.

4.3.3 Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur

On doit le concept et les fondements théoriques de ce procédé à Roger Butler, aujourd'hui chercheur à l'université de l'Alberta, qui s'est consacré à ces travaux à la fin des années 1970 et au début des années 1980. Il cherchait à mettre au point un procédé de stimulation où l'injection de vapeur et la production seraient continues plutôt que cycliques, comme dans les procédés existants. Après avoir établi que le procédé ne pouvait être appliqué de façon rentable à des puits verticaux, les taux de production étant trop faibles, il a envisagé son application à des puits horizontaux. Il a appuyé ce concept par des équations théoriques de prédiction. Le procédé a été mis à l'essai à Cold Lake en 1978, essai pour lequel Imperial a foré le premier puits horizontal. La vapeur était injectée par un puits vertical foré juste au-dessus du puits de production horizontal. L'essai n'a pas été très fructueux.

La séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur est le premier procédé mis à l'essai par l'AOSTRA dans son installation souterraine d'essai de Fort McMurray, en 1983 (figure 4.4). Cette installation comporte un réseau de puits d'accès verticaux et de galeries horizontales permettant le forage de paires de puits horizontaux dans la couche bitumineuse à une profondeur d'environ 200 mètres. Chaque paire de puits comprend un puits de production, situé à la base du gisement, et un puits d'injection aménagé à environ cinq mètres au-dessus du premier. La vapeur injectée dans le puits d'injection chauffe la couche bitumineuse. Sous réserve d'une perméabilité suffisante, le bitume fluidifié et l'eau de condensation s'écoulent par gravité jusqu'au puits de production, d'où ils sont pompés à la surface. La zone drainée, formant chambre d'injection, s'agrandit au fur et à mesure de l'extraction du bitume. La vapeur étant injectée sous une pression inférieure à la pression de fracturation, elle demeure à l'intérieur de la formation, d'où une efficacité de chauffage accrue.

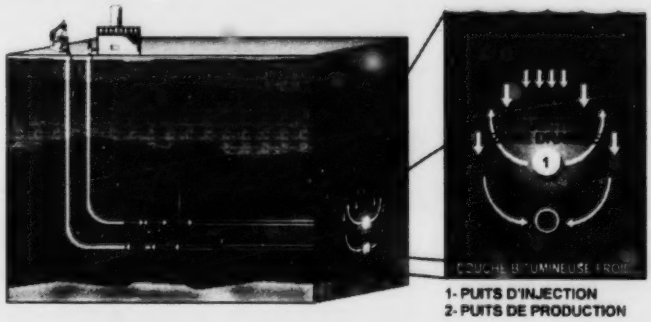
La première phase de ce projet ayant donné des résultats encourageants, soit un taux de récupération atteignant les 60 %, il a été décidé de poursuivre les travaux de recherche.

La technologie du forage de puits horizontaux a connu un essor rapide à la fin des années 1980 et au début des années 1990. L'efficacité du procédé de séparation gravitaire est tributaire de l'orientation l'un par rapport à l'autre des puits d'injection et de production et de la distance les séparant, et l'état de la technologie au milieu des années 1990 permettait la maîtrise de ces paramètres. À partir

de 1996, plusieurs paires de puits ont été forés à partir de la surface à l'installation souterraine d'essai de l'AOSTRA, et leur rendement est comparable à celui des puits forés à partir des galeries souterraines.

FIGURE 4.5

Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)



L'AOSTRA a apporté une autre contribution importante à la mise au point de ce procédé, sous la forme d'un logiciel de simulation conçu pour optimiser son application aux puits horizontaux. Des techniques visant à empêcher le sable et la vapeur de pénétrer dans le puits de production ont également été mises au point dans le cadre de ce projet.

Le projet de recherche mené à l'installation souterraine d'essai a montré que la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur était faisable et rentable. Les applications actuelles de ce procédé sont tirées du modèle établi lors de ces travaux (figure 4.5). Le procédé doit en grande partie son essor à la technologie qui permet le forage de puits horizontaux de centaines de mètres de longueur avec une maîtrise parfaite de leur orientation l'un par rapport à l'autre et par rapport aux limites de la formation cible et ce, en respectant les contraintes de rentabilité. Le projet du laboratoire souterrain d'essai est maintenant connu sous le nom de projet Dover et exploité par Northstar Energy Ltd.

Le procédé de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur peut présenter certains avantages par rapport à la stimulation cyclique par la vapeur d'eau, notamment un rapport vapeur injectée-bitume produit moins élevé, ce qui se traduit par une réduction des coûts d'exploitation, et la mise en oeuvre de pressions moins fortes, ce qui permet l'exploitation de réservoirs enfouis à plus faible profondeur. Bien que la rentabilité d'une exploitation commerciale à grande échelle n'ait pas encore été prouvée, l'industrie est confiante, comme en témoignent les six projets dont la mise en exploitation par ce procédé est prévue d'ici l'an 2005 (se reporter au chapitre 6, sections 6.4.2 et 6.5.1).

4.4 Récupération primaire du bitume

Un certain nombre de réservoirs dans la région de Wabasca et dans la partie sud de la région de Cold Lake se prêtent à la production primaire ou « à froid », c'est-à-dire sans apport extérieur d'énergie dans le réservoir en vue de stimuler l'écoulement du bitume vers le puits de production. La biodégradation du bitume qui s'est accumulé dans ce secteur est moins avancée que celle du bitume trouvé dans les autres régions; ces réserves, de ce fait moins lourdes et moins visqueuses, s'écoulent plus facilement.

4.4.1 Cold Lake

Dans les concessions de la région de Cold Lake se prêtant à la production primaire, la majorité des projets d'exploitation font appel à des puits verticaux. Avant les années 1990, le sable extrait en même temps que le bitume entraînait une usure extrêmement rapide du matériel de pompage ainsi qu'une réduction sensible des taux de production et de la productivité globale. L'adoption généralisée de la

pompe à rotor hélicoïdal excentré au début des années 1990 a permis une amélioration marquée des opérations, ce type de pompe convenant nettement mieux à la manutention des sables; en réalité, les exploitants ont observé que l'extraction simultanée des sables et du pétrole, particulièrement au début du cycle d'exploitation d'un puits, permettait d'atteindre des taux de production plus élevés. On a ainsi observé une ramification naturelle de l'écoulement des fluides formant en quelque sorte des galeries, qui s'étendaient au fur et à mesure que progressait l'extraction des sables. Cette façon de procéder a permis d'enregistrer des taux de production plus élevés, des frais d'exploitation moins importants et une rentabilité accrue. Les coefficients de récupération oscillaient entre trois et dix pour cent.

FIGURE 4.6

Forages horizontaux multibranches

4.4.2 Wabasca

Les premiers essais de mise en production de puits verticaux réalisés dans la région de Wabasca ont généré de faibles taux de production. La mise en production dans cette région n'a donc pas suscité beaucoup d'intérêt avant le développement de la technologie des forages horizontaux au cours des années 1990. On y trouve des couches productrices relativement minces, soit de cinq mètres environ, et consolidés; ils ne posent aucun problème important d'extraction du sable et se prêtent davantage à une production primaire à l'aide de puits horizontaux. La technologie des forages horizontaux a progressé à un tel point que des puits producteurs simples à déport long et même des puits multibranches ou à complétions multiples peuvent être forés et exploités avec succès (figure 4.6). En guise d'exemple, des puits composés de sept branches s'étendant sur une distance de 15 kilomètres sont forés à partir du même sondage. Les taux de récupération projetés se situent entre sept et dix pour cent.

4.5 Science et technologie

Bien que la recherche et le développement en ce qui a trait aux sables bitumineux soient concentrés en Alberta, ce secteur fait l'objet, dans toutes les provinces canadiennes ainsi que dans diverses régions du monde, de travaux relevant d'une vaste gamme de disciplines scientifiques et de technologies. Les principaux objectifs des travaux en cours consistent à réduire les coûts de production unitaires, à augmenter le volume de réserves récupérables tout en améliorant la qualité des produits et la protection de l'environnement.

Les paragraphes qui suivent décriront brièvement les grandes avenues de recherche dans les trois secteurs d'activités qui nous intéressent, soit l'extraction à ciel ouvert et la séparation, la valorisation et la récupération in situ. Des exemples précis de quelques développements technologiques d'une grande importance y sont également présentés.

4.5.1 Extraction à ciel ouvert et séparation

Les particules de sable composant les sables bitumineux sont très abrasives et entraînent une usure rapide du matériel d'extraction et de séparation. De nombreuses améliorations ont été apportées à ce chapitre mais, comme il a été mentionné précédemment, le développement de matériels et d'équipements qui résisteront mieux à cette usure fait encore aujourd'hui l'objet d'importants travaux de recherche.

La tendance à utiliser des pelles mécaniques et des camions de chantier de plus en plus imposants devrait se maintenir. Ainsi, des camions pouvant transporter une charge de 500 tonnes devraient faire leur apparition sur les chantiers au cours de la décennie. Les domaines connexes de recherche et de développement engloberont vraisemblablement la conception de pneumatiques, de moteurs et de composants de la transmission.

Le développement d'un système permettant d'extraire le minerai du front de taille à l'aide d'un jet d'eau sous haute pression et de transporter par pipeline des sables bitumineux en suspension aqueuse est assurément une idée fort intéressante, à la condition toutefois que les quantités ainsi acheminées soient suffisantes pour garantir la rentabilité de cette méthode.

On prévoit déjà, dans un avenir rapproché, une importante percée en ce qui concerne la mise au point d'une technologie autorisant l'extraction-séparation au moyen d'installations mobiles intégrées. L'utilisation de telles installations à proximité du front de taille permettrait le retour immédiat des sables résiduels à la mine. Une technologie de ce type pourrait vraisemblablement réduire les coûts d'immobilisations et favoriser de ce fait une exploitation à plus petite échelle.

Les recherches portant sur le nouveau système d'évacuation des résidus composites (RC), aussi appelé résidus consolidés, et la nouvelle méthode connue sous le nom « d'épaississement des résidus » se poursuivent.

4.5.2 Valorisation

Les technologies auxquelles font appel les installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation exigent des apports d'énergie considérables et reposent actuellement sur un hydrotraitement à base d'hydrogène. Les recherches en matière de valorisation ont essentiellement pour objectifs de diminuer les coûts de production unitaires et les répercussions environnementales de ces activités tout en améliorant la qualité des produits obtenus. Les travaux de recherche en cours visent surtout :

- les méthodes permettant d'accroître le rendement énergétique;
- les méthodes permettant de réduire les émanations nocives;
- les caractéristiques des émanations générées par les carburants de transport produits à partir de pétroles bruts valorisés;
- l'amélioration des technologies existantes de cokéfaction différée et de cokéfaction fluide;
- les interactions entre catalyseur et solides fins pendant l'hydrotraitement; et
- les systèmes à lit fluidisé.

Voici quelques exemples qui illustrent la diversité de la recherche sur les technologies de valorisation :

- l'Aquaconversion[MC], un procédé de valorisation développé au Vénézuela et mis à l'essai dans le gisement Orinoco du même pays, tirant avantage de certains additifs qui, mis en présence de vapeur et de pétrole lourd au cours d'un traitement dans un viscoréducteur, enclenchent le transfert vers le pétrole lourd de l'hydrogène contenue dans la vapeur[e]; et
- le projet BioARC (décyclisation du noyau aromatique par biocatalyse) confié à une équipe du Centre for Oil Sands Research and Development, qui tentent d'effectuer une décomposition contrôlée de la matière première à l'aide de souches bactériennes minutieusement étudiées en vue de limiter l'ajout d'hydrogène.[f]

Les procédés permettant de réaliser une valorisation partielle offrent certes beaucoup d'intérêt pour les installations de valorisation à grande échelle, mais ils se prêtent également à certaines applications dans des projets in situ. Un des plus grands problèmes auxquels font face les exploitants de sables bitumineux vient de la nécessité de diluer le bitume avec des condensats pour obtenir un produit dont la densité et la viscosité respectent les exigences du transport par pipeline. Une valorisation partielle qui assurerait la conformité des produits à ces exigences et serait réalisable à une échelle relativement réduite à proximité des installations de production ou directement à l'intérieur du réservoir présenterait un intérêt manifeste. Deux nouvelles méthodes pourraient répondre à ces critères, soit :

- le procédé (HC)$_3$, également connu sous le nom de procédé haute conversion/hydrocraquage/catalyseur homogène[g], mis au point par l'Alberta Research Council et adapté pour le traitement du bitume partiellement valorisé; et
- un procédé développé à l'Université de Waterloo pour le traitement des émulsions de pétrole lourd, qui réalise la déshydratation et la valorisation dans un même réacteur avec l'hydrogène issu de l'eau contenue dans l'émulsion.[h]

4.5.3 Procédés in situ

Les procédés d'injection de vapeur de solvant et de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur présentent certaines similitudes puisque, dans les deux cas, la réaction recherchée est déclenchée par une séparation gravitaire d'une part et que deux puits horizontaux sont utilisés pour l'injection et la mise en production, d'autre part. Dans le premier procédé, la vapeur d'eau est remplacée par de la vapeur de solvant qui pénètre dans le bitume et réduit sensiblement sa viscosité. Ce procédé d'injection de vapeur de solvant offre ainsi des avantages par rapport au second, notamment :

- une température et une pression d'injection moins élevées;
- un rendement énergétique beaucoup plus intéressant;
- l'absence d'émulsion à traiter;
- l'absence de dégradation de la formation causée par le gonflement de l'argile; et
- une valorisation partielle achevée à l'intérieur du réservoir à la suite de la précipitation des asphaltènes présents dans le bitume.

4.5.4 Production primaire

Les recherches effectuées dans le domaine de la production primaire portent sur ce qui suit :

- le mode de formation des « galeries » et les processus connexes d'écoulement des fluides;[i]
- l'amélioration de la conception, du forage et de l'exploitation des puits horizontaux; et
- l'amélioration des systèmes d'ascension.

4.6 Conclusion

Les activités d'extraction à ciel ouvert tant chez Suncor que chez Syncrude faisaient initialement appel à un système de grandes pelles à benne traînante, de roues-pelles et de bandes transporteuses pour extraire les sables bitumineux et les transporter jusqu'aux installations de traitement. On a constaté, avec le temps, que ce système n'offrait pas suffisamment de souplesse et que son entretien était coûteux. D'une part, un processus d'amélioration continue a permis d'améliorer la rentabilité de ces projets et, d'autre part, de nouveaux procédés novateurs mis au point durant les années 1990, notamment l'emploi de camions et de pelles dans ce type d'exploitation, l'hydrotransport et un procédé de séparation exigeant un faible apport d'énergie.

De nombreuses méthodes de récupération in situ ont fait l'objet d'expériences-pilotes au cours des années 1960 et 1970; toutefois, seules les techniques de stimulation par injection de vapeur dans des réservoirs très ciblés se sont révélées réalisables sur les plans technique et financier. Le projet de stimulation cyclique par vapeur d'eau de Cold Lake mené par Imperial illustre très bien cet état de fait.

Les recherches et les essais effectués dans l'installation d'essai souterraine, combinés aux progrès considérables réalisés en matière de technologie de forage horizontal, ont conduit à l'élaboration de la méthode de récupération du bitume par séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur. Bien qu'elle n'ait pas été mise à l'essai sur une échelle commerciale, cette nouvelle technologie est très prometteuse. Cette application de la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur devrait, selon les prévisions, accroître sensiblement le volume des ressources jugées économiquement récupérables.

Depuis longtemps déjà, la science et la technologie jouent un rôle de premier plan au sein de l'industrie des sables bitumineux. Les recherches se poursuivent afin de trouver des solutions à de nombreux aspects qui posent encore des problèmes, et visant avant tout à réduire les coûts tout en améliorant la qualité des produits et en préservant l'environnement.

Références

a) Fitzgerald, J.J. *Black Gold with Grit*, Gray's Publishing Ltd., 1978.

b) Williams, K. « Technology Evolution and Commercial Development at Imperial's Cold Lake Production Project », 16th World Petroleum Congress, Calgary, Canada, 11-15 juin 2000, forum n° 17.

c) Alberta Oil Sands Technology and Research Authority. *AOSTRA Technical Handbook on Oil Sands, Bitumens and Heavy Oils*, Edmonton, 1989.

d) *Ibid.*

e) Marzin, R. *et al* «Resid Conversion through the Aquaconversion™ Technology — An Economical and Environmental Solution.» 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. Bejing, Chine: 1998.

f) Canadian Oil Sands Network for Research and Development. *CONRAD Connections.* Calgary : printemps 2000.

g) Lott, Roger, Ted Cyr et Roger Bailey. « (HC)3 Process - A Slurry Hydrocracking Technology Designed to Convert Bottoms and Heavy Oils », 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Bejing, Chine, 1998.

h) Moll, J. et F. Ng. « A Novel Process For Upgrading Heavy Oil/Bitumen Emulsions Via In Situ Hydrogen. », 16th World Petroleum Congress. Calgary, Canada, 11-15 juin 2000, forum n° 6.

i) Yarlong Wang, Computer Modelling Group, et Jian-Yang Yuan, Alberta Research Council. « Cold Production and Wormhole Propagation in Poorly Consolidated Reservoirs », 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Bejing, Chine, 1998, article n° 1998.041.

Bibliographie choisie

de Bruijn, Theo. «Processes for Partial Upgrading». Présentation faite devant la Canadian Heavy Oil Association. Calgary, Canada, 4 octobre 2000.

Fisher, Larry et Louise Gill. « Supply Costs and Economic Potential for the Steam Assisted Gravity Drainage Process », CERI, étude n° 91, septembre 1999.

Komery, Douglas et Ted Cyr. « Cooperative R&D Strategy by Industry and Government for Successful Development of Alberta Energy Resources », 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Bejing, Chine, 1998, article n° 1998.184.

Lanier, Douglas. « Heavy Oil - A Major Energy Source for the 21st Century », 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Bejing, Chine, 1998.

Nasr, T., I. Isaacs, et W. Good. « Synergies of New Technologies - The Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) », 16th World Petroleum Congress, Calgary, Canada, 11-15 juin 2000, forum n° 17.

Groupe de travail national sur les stratégies de mise en valeur des sables bitumineux. Canada's Oil Sands Industry: Yesterday, Today and Tomorrow, Edmonton, Alberta Chamber of Resources, 1995.

Parker, Richard, Theo de Bruijin et Len Flint. « Heavy Oil Recovery and Upgrading - Where to Draw the Line? », 16th World Petroleum Congress, Calgary, Canada, 11-15 juin 2000, forum n° 6, affiche 3.

Petroleum Communication Foundation. Canada's Oil Sands and Heavy Oil - Developing the Worlds's Largest Petroleum Resource, Calgary, Canada, 2000.

Polikar, Marcel, Ted Cyr et Keith Sadler. « Alberta Oil Sands: The Advance of Technology, 1978-98 and Beyond », 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Bejing, Chine, 1998.

Singhal, A. et al. « Screening of Reservoirs For Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex Processes », 1996 International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada, 19-20 novembre 1996, article n° SPE 37144.

Yildirim, Erdal. « Oil Sands Development in Canada », 7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Bejing, Chine, 1998.

COÛTS DE L'OFFRE

5.1 Introduction

Ce chapitre aborde les coûts de l'offre tant pour l'extraction à ciel ouvert que pour la récupération in situ des sables bitumineux, y compris la production primaire de bitume. Il donne également un aperçu du nouveau régime fiscal auquel sont assujettis les sables bitumineux.

Dans le présent rapport, l'expression « extraction à ciel ouvert des sables bitumineux » renvoie habituellement aux opérations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation, mais elle englobe aussi les installations indépendantes d'extraction à ciel ouvert. Quant aux opérations « in situ », elles désignent toutes les opérations effectuées sur place, y compris les opérations de récupération primaire du bitume.

5.2 Méthodologie

Comme dans les rapports précédents de l'Office, les coûts de l'offre s'appliquent à la totalité du cycle de production et comprennent tous les coûts d'exploration, de mise en valeur et de production. Ils incluent les coûts d'immobilisations, les frais d'exploitation, les taxes, impôts et redevances, et un taux de rendement réel de 10 % pour le producteur. Ils comprennent donc tous les coûts environnementaux qui ont été internalisés par la mise en oeuvre de techniques d'atténuation des impacts environnementaux (abordées au chapitre 9) ou capitalisés en tant que coût de production. Mais ils ne comprennent pas les coûts assumés par la société pour pallier les impacts environnementaux qui n'ont pu être évités. Les coûts d'exploration sont peu élevés, en raison des campagnes d'exploration menées par le passé, qui ont permis de bien cerner l'emplacement et l'étendue des dépôts de sables bitumineux. Ainsi, la plupart des forages et des relevés sismiques sont orientés vers la mise en valeur des réservoirs. Les estimations des coûts de l'offre établies par l'Office découlent de discussions avec des représentants de l'industrie, de l'examen des plans de développement annoncés touchant les installations d'extraction et de récupération in situ, de la consultation de documents spécialisés et de la propre analyse de l'Office. À moins d'indication contraire, les coûts de l'offre sont exprimés en dollars canadiens de 1997 par baril. Ces coûts ne comprennent pas les frais de transport jusqu'aux marchés.

Ce rapport se fonde sur les mêmes prémisses économiques que le rapport Offre et demande publié par l'Office, soit un prix mondial de 18 $US le baril de pétrole brut WTI. Malgré la volatilité anticipée des cours du pétrole brut, les analystes du marché pétrolier considèrent encore un prix de 18 $US comme une hypothèse raisonnable à long terme.

Les coûts de l'offre sont énoncés sous forme de fourchette de prix, car ils varient en fonction de la qualité et de la profondeur du réservoir, de la capacité des installations et des paramètres d'exploitation des gisements.

5.3 Projets d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux

5.3.1 Coûts de l'offre - Extraction à ciel ouvert

Les deux premiers grands projets commerciaux d'extraction des sables bitumineux, ceux de la Great Canadian Oil Sands Company (aujourd'hui Suncor), entré en service en 1967, et de Syncrude, qui débuta en 1978, ont connu des problèmes de démarrage, et il a fallu attendre quelques années avant que tout se déroule sans trop d'anicroches. On estime qu'au début, le coût de l'offre s'élevait à 35 $ ou plus (en dollars courants). Un coût de l'offre élevé, la faiblesse persistente du cours du pétrole, et le climat d'incertitude régnant sur le marché du brut ont amené les sociétés exploitantes à chercher des moyens de réduire leurs coûts, afin d'améliorer l'économie de la production des sables bitumineux. Il en est résulté une tendance à la baisse des frais d'exploitation. Du début des années 1980 à la fin des années 1990, ceux-ci sont passés de 30 $ à moins de 13 $ le baril.[a] Les coûts d'immobilisations ont également diminué, de sorte que les coûts totaux de l'offre se situent actuellement dans la fourchette de 15 $ à 18 $ le baril, pour une installation intégrée d'extraction et de valorisation.

L'amélioration continue des procédés a mené à des diminutions substantielles des coûts de l'offre. Mais dans les années 1990, deux innovations majeures ont entraîné des réductions marquantes des frais d'exploitation. Premièrement, les pelles à benne traînante et les roues-pelles ont peu à peu été remplacées par des tombereaux de chantier et des pelles mécaniques, qui offraient une plus grande souplesse et une plus grande efficacité énergétique, et exigeaient moins d'entretien. Deuxièmement, l'hydrotransport, qui s'est substitué aux bandes transporteuses pour l'acheminement des sables bitumineux à l'usine de traitement représentait une innovation majeure, amenant encore là une plus grande souplesse et une plus grande efficacité énergétique. Plusieurs autres changements ont également eu leur importance et ont fortement influencé les frais d'exploitation, sans entraîner toutefois de réduction marquée. Parmi ces changements figurent une meilleure gestion des résidus, le passage des broyeurs aux alimentateurs à cyclone et le procédé de séparation à faible température.

5.3.2 Prévisions des coûts de l'offre - Extraction à ciel ouvert

D'après les analystes de l'industrie, l'amélioration constante des technologies et des méthodes d'exploitation pourrait faire passer à 10 $ le baril (en dollars courants) les frais d'exploitation des installations intégrées d'extraction/valorisation dès 2004, et à 8 $ à 9 $ le baril en 2015.

Le prix du gaz naturel, utilisé pour la production d'électricité et de vapeur et comme source de l'hydrogène nécessaire au procédé de valorisation, représente un élément de coût majeur de la valorisation du bitume. On estime qu'une augmentation de 1,00 $/GJ du prix du gaz naturel s'accompagne d'une augmentation d'environ 1,00 $ du coût du baril de bitume. Un prix élevé du gaz naturel limite les possibilités de réduire les frais d'exploitation. Ainsi, les prix du gaz et du pétrole sont liés, dans une certaine mesure : la diminution des cours du pétrole entraîne une certaine pression à la baisse des prix du gaz.

Le tableau 5.1 montre les frais d'exploitation et les coûts totaux de l'offre (tous éléments confondus) pour la production de bitume et de pétrole brut valorisé selon les diverses méthodes de récupération.[1]

1 Le scénario de référence établit le cours du baril de pétrole (WTI) à 18 $US à Cushing, Oklahoma, celui du gaz naturel à 2,75 $ la gigajoule et le différentiel entre le pétrole lourd et le pétrole léger à Hardisty, Alberta, à 5 $CAN le baril, le tout en dollars constants et réels de 1997.

5.4 Projets de récupération in situ

5.4.1 Coûts de l'offre - Récupération in situ

TABLEAU 5.1

Coûts de l'offre estimatifs en $ de 1997, par baril

Récupération in situ	Frais d'exploitation	Coût de l'offre
Récupération primaire - Wabasca	3 à 6	7 à 10
Récupération primaire - Cold Lake	6 à 9	10 à 13
Stimulation cyclique par la vapeur	6 à 10	10 à 16
Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur	5 à 9	8 à 14
Extraction à ciel ouvert		
Extraction/valorisation intégrées	10 à 12	15 à 18
Usines de valorisation indépendantes	10 à 12	18 à 22
Extraction sans valorisation	5 à 8	10 à 13

La production in situ n'a pas permis des réductions aussi marquées des coûts de l'offre que les opérations d'extraction à ciel ouvert. Il demeure que des innovations et des améliorations importantes ont été à l'origine de réductions de coûts intéressantes. Parmi celles-ci figurent les progrès significatifs de la technologie des puits horizontaux au cours de la dernière décennie, qui ont permis :

- une diminution des coûts de forage;
- de forer et compléter des puits de plus grande portée, constitués de plusieurs segments, ce qui accroît sensiblement le volume du réservoir atteint par le puits;
- de guider avec précision le trépan pendant le forage, ce qui a ouvert la voie à la méthode de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV).

La mise au point de la SGSIV représente également une innovation cruciale. Cette méthode devrait être moins coûteuse, en général, que la stimulation cyclique par la vapeur (SCV), parce qu'elle nécessite des pressions de vapeur moins élevées, et qu'elle se pratique dans des puits horizontaux, qui sont eux-mêmes sources d'économies.

Autres innovations :

- meilleure gestion de la vapeur et de la chaleur utilisées pour les opérations SCV, par la variation du volume de vapeur injecté à chaque cycle;
- meilleure gestion du réservoir;
- meilleurs reconditionnements de puits;
- diminution du temps nécessaire au forage et à la complétion de nouveaux puits;
- simulation par ordinateur et nouvelles techniques de relevé sismique pour l'analyse et la prévision du rendement du réservoir;
- centrales de cogénération à cycle mixte offrant un rendement thermique élevé;
- contrôle et mesure du débit de vapeur dans la canalisation de distribution;
- séparation et traitement plus efficaces du pétrole et de l'eau produits.

Voilà quelques-unes des innovations et technologies qui ont largement contribué à abaisser les frais d'exploitation et les coûts d'immobilisations. Les producteurs in situ peuvent encore diminuer les coûts de l'offre par baril en tirant parti des économies d'échelle.

Le bitume nécessite habituellement l'ajout de 33 à 40 % de diluant (25 à 30 % du mélange) pour que soient respectées les spécifications des pipeliniers en matière de densité et de viscosité. La disponibilité et le coût des condensats de gaz naturel ou des autres diluants qui sont ajoutés au bitume peuvent également influer sur la faisabilité de projets de récupération in situ.

Dans certains secteurs des dépôts de Cold Lake et de Wabasca, le bitume peut être récupéré au moyen de méthodes de production primaire ou « à froid ». Dans la région de Cold Lake, ce type de production fait habituellement appel à des puits de forage verticaux couplés avec des pompes à rotor hélicoïdal excentré qui sont bien adaptées au pompage du sable. Dans le secteur de Wabasca, la production primaire se fait généralement à l'aide de puits horizontaux simples ou multibranches, dont les segments peuvent atteindre une portée de 2 000 mètres. À Cold Lake, les coûts de l'offre varient de 10 $ à 13 $ le baril pour la production primaire, tandis que ces coûts sont légèrement plus faibles dans le secteur de Wabasca, où ils varient de 7 $ à 10 $ le baril.

5.4.2 Prévisions des coûts de l'offre - Récupération in situ

Les premières tentatives de récupération in situ du bitume des sables bitumineux ont eu lieu dans la région de l'Athabasca, dans les années 1920 et 1930. Mais elles furent infructueuses. L'exploration et la recherche menées dans les années 1960 et 1970 ont débouché sur une grande variété de projets pilotes, dont la plupart ont échoué le test de la faisabilité technique et économique.

À l'heure actuelle, quelque 67 % du bitume produit in situ résulte d'un apport de chaleur, soit d'une forme ou d'une autre de stimulation par la vapeur. Les 33 % qui restent découlent de projets de production primaire. Dans les projets de stimulation par la vapeur, le coût du carburant utilisé pour produire la vapeur peut représenter 50 % ou plus de la totalité des frais d'exploitation. Les frais d'exploitation associés à la production in situ de bitume occupent une large fourchette, qui varie de 3 $ à 10 $ environ le baril. Ces frais sont largement tributaires de la méthode de récupération, du taux de récupération, du niveau de la pointe de production, et du rapport vapeur/pétrole dans le cas des projets de récupération thermique. Considérant que la consommation de gaz naturel est de loin le plus important élément de coût de la production in situ, toute fluctuation du prix du gaz ou toute hausse du rendement thermique de la génération de vapeur sont de nature à se répercuter fortement sur les frais d'exploitation. Les estimations des coûts de l'offre pour la production in situ figurent au tableau 5.1.

Même si la viabilité commerciale de la méthode de récupération par SGSIV n'a pas encore été démontrée dans les réservoirs de bitume, le succès du projet pilote d'installation d'essai souterraine et le succès de la méthode dans plusieurs réservoirs de brut lourd classique inspirent confiance à l'industrie. Six projets SGSIV commerciaux ont été annoncés publiquement et devraient entrer en activité d'ici 2005. Afin d'évaluer le potentiel de développement de la méthode SGSIV, l'Office a effectué une analyse des coûts de l'offre associés à cette méthode. Une gamme d'estimations des coûts de l'offre du bitume produit au moyen de la technique SGSIV a été établie, laquelle tient compte de l'effet des variations du prix du gaz naturel, de la capacité de production des installations et de la qualité du réservoir. Quatre réservoirs ont été pris en compte : deux réservoirs (un de qualité supérieure, l'autre de qualité inférieure) dans le secteur de l'Athabasca, et deux réservoirs (un de qualité supérieure, l'autre de qualité inférieure) dans le secteur de Cold Lake (figures 5.1 et 5.2).

On trouvera à l'annexe A-2 une description détaillée de la méthodologie et des hypothèses sur lesquelles sont fondées cette analyse.

Les coûts de l'offre varient grandement selon le scénario choisi, ceux-ci allant de 22,50 $ le baril (réservoir de qualité inférieure de Cold Lake, gaz naturel à 5,00 $/GJ et production de 3 000 m^3/j) à 6,00 $ le baril (réservoir de qualité supérieure de l'Athabasca, gaz naturel à 2,00 $/GJ, production de

FIGURE 5.1

Coûts de l'offre - SGSIV dépôt de l'Athabasca

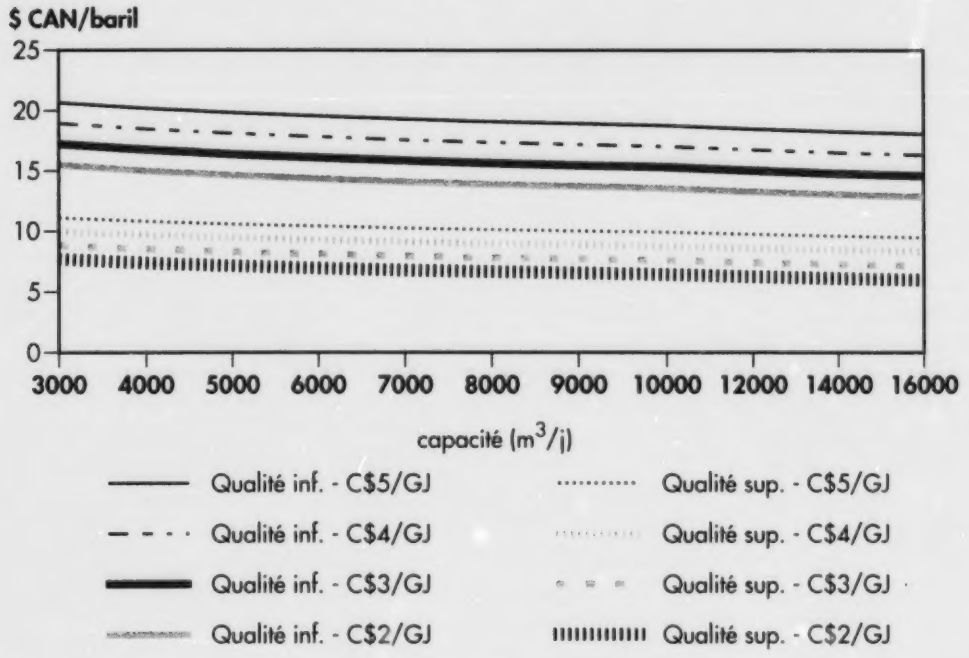
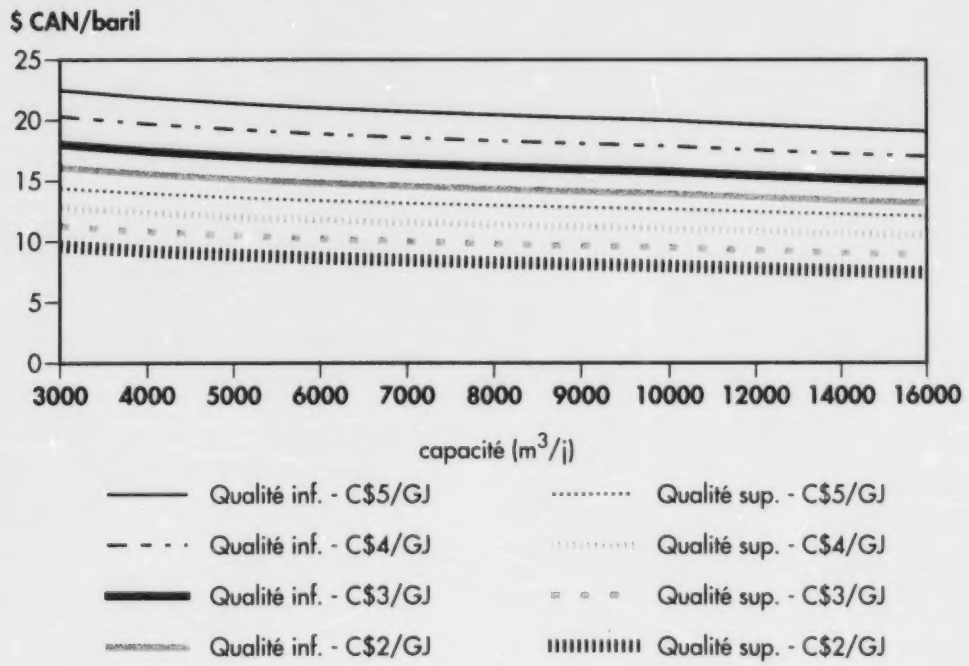


FIGURE 5.2

Coûts de l'offre - SGSIV dépôt de Cold Lake



16 000 m³/j). Le coût de l'offre est sensible au prix du gaz naturel et aux économies d'échelle, mais la qualité du réservoir est le facteur le plus important. En supposant que le prix du gaz naturel soit de 3,00 $/GJ et que la production atteigne de 8 000 à 10 000 m³/j, le coût de l'offre associé aux meilleurs projets serait de l'ordre de 10 $ à 12 $ le baril dans le secteur de Cold Lake et de 8 $ à 10 $ le baril dans le secteur de l'Athabasca. Ces chiffres se comparent avec le coût de l'offre du pétrole brut classique, qui s'établit entre 9 $ et 10 $ le baril, si on ne tient pas compte des coûts de transport. Un prix de 18 $US pour le WTI, après prise en compte des frais de transport, des taux de change, des coûts de fluidification et d'un différentiel de 5,00 $ entre le pétrole léger et le pétrole lourd, se traduit par un coût de quelque 11,00 $ pour le bitume produit in situ par la méthode SGSIV.

5.5 Régime d'impôts et de redevances touchant les sables bitumineux

Le 24 septembre 1997, le gouvernement de l'Alberta promulguait un régime générique de redevances qui, à terme, doit remplacer les ententes particulières conclues avec l'État. Ce régime vise les secteurs de l'Athabasca, de Peace River et de Cold Lake.

Ce nouveau régime vise principalement à établir des règles uniformes applicables équitablement à tous les exploitants de sables bitumineux. Avant l'entrée en vigueur de ce régime générique, les conditions du versement de redevances étaient négociées à la pièce pour chaque projet. Cela était faisable, vu le nombre limité de projets exploités commercialement en Alberta. Mais ces ententes particulières ont mené à une grande disparité du système de redevances en vigueur au sein de l'industrie des sables bitumineux. Les exploitants estimaient que ce régime spécial de l'Alberta engendrait de l'incertitude quant aux conditions qui s'appliqueraient à leurs investissements futurs. Les investisseurs qui s'intéressaient à la mise en valeur des sables bitumineux ne pouvaient se fonder sur un régime de redevances transparent pour évaluer leurs plans d'investissement. Quant aux sociétés déjà présentes dans le secteur des sables bitumineux, elles étaient dans le noir pour ce qui est du régime de redevances auquel allaient être assujettis leurs projets éventuels d'investissement ou de croissance. Il devenait donc urgent d'établir un régime clair de redevances qui allait uniformiser les règles du jeu pour tous les membres de l'industrie des sables bitumineux.[b]

Le nouveau régime de redevances a commencé à germer au printemps 1995, lorsque le Groupe de travail national sur les stratégies de mise en valeur des sables bitumineux a publié un rapport détaillé assorti d'une liste de recommandations concernant l'industrie des sables bitumineux. Le Groupe de travail, créé par l'Alberta Chamber of Resources en 1993, regroupait des représentants de l'industrie des sables bitumineux et des industries dérivées, de même que des représentants des gouvernements fédéral et provincial. Il a proposé un régime fiscal générique pour les producteurs de sables bitumineux, fondé sur un pourcentage donné du bénéfice net, après récupération de tous les coûts. Cette proposition concordait avec le type de régime déjà prévu dans les diverses ententes individuelles conclues entre les sociétés exploitantes et l'État (c.-à-d. Syncrude, Suncor et le projet de Cold Lake d'Imperial Oil). Ces ententes ont constitué la base dont se sont inspirés le Groupe de travail pour formuler ses recommandations et le gouvernement de l'Alberta pour établir son nouveau régime générique de redevances.

Les recommandations du Groupe de travail visaient à :

- accélérer la mise en valeur des sables bitumineux tout en garantissant un rendement équitable aux Albertains - les propriétaires des ressources;
- inciter les sociétés du secteur privé à mettre en valeur des sables bitumineux, en leur laissant entrevoir la possibilité d'un bénéfice raisonnable au bout de leur entreprise - les

gouvernements s'abstiendront de participeront directement à ces entreprises, que ce soit par des subventions, des prêts et des garanties d'emprunts;

- faire en sorte que la mise en valeur des sables bitumineux soit bien positionnée par rapport aux projets concurrents de mise en valeur de produits pétroliers dans le monde;
- établir un ensemble de conditions standard relativement aux impôts et redevances applicables aux nouveaux projets, de façon à créer un régime clair, uniforme et stable.[c]

5.5.1 Nouvelles mesures concernant les impôts et redevances

L'Alberta a retenu un grand nombre des recommandations du Groupe de travail dans l'élaboration du régime normalisé de redevances sur les sables bitumineux. Voici les éléments essentiels du nouveau régime :

- minimum de un pour cent de redevances payable sur toute la production;
- redevance de 25 % payable sur le bénéfice net d'exploitation, une fois récupérés tous les coûts reliés au projet, y compris les coûts de recherche et développement et un taux de rendement au producteur;
- taux de rendement aligné sur le taux de rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada;
- tous les coûts relatifs à un projet, soit les coûts d'immobilisations, les frais d'exploitation et les coûts de recherche et développement sont déductibles à 100 % l'année où ils ont été engagés.

Le nouveau régime de redevances est administré par l'Alberta Resource Development en vertu de la *Mines and Minerals Act*. Il est conçu pour attirer les investissements majeurs nécessaires à la mise en valeur des sables bitumineux. Le régime s'appliquera aux nouveaux projets de mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta ainsi qu'à l'agrandissement d'installations existantes. Une caractéristique importante du régime est que l'Alberta partage les risques avec le producteur. En effet, ce n'est que lorsque les produits et gains cumulatifs d'un projet dépassent ses coûts cumulatifs, y compris un rendement au producteur à hauteur du taux de rendement des obligations à long terme du Canada, que l'Alberta perçoit des redevances.

Ce régime de redevances a été préféré à un régime fondé sur la production, en raison des coûts élevés des projets, du long délai de mise en production des installations et du caractère hautement risqué des investissements dans les sables bitumineux. Les redevances fondées sur la production, comme celles qui s'appliquent au pétrole et au gaz classiques, sont moins sensibles à la rentabilité d'une exploitation. Comme les sables bitumineux posent davantage d'obstacles à la mise en valeur que les autres types de pétrole (coûts d'immobilisations et frais d'exploitation plus élevés, produit de moins de valeur, risque technologique plus élevé, etc.), il a été jugé inapproprié d'imposer le fardeau supplémentaire de redevances fondées sur la production.

Le gouvernement fédéral, qui était représenté au Groupe de travail, a accepté de modifier ses règles d'imposition de la production de sables bitumineux. Le budget fédéral de 1996 prévoyait un traitement fiscal générique pour tous les projets de sables bitumineux. À l'origine, ce traitement fiscal s'appliquait uniquement aux projets d'extraction à ciel ouvert mais il a été élargi pour englober tous les projets de récupération in situ. De plus, des incitatifs fiscaux dont ne pouvaient auparavant bénéficier que les nouveaux projets et les projets d'expansion majeure s'appliquent maintenant à d'autres investissements, comme ceux qui visent la protection de l'environnement et l'amélioration de l'efficacité.

5.6 Conclusion

Les coûts de l'offre de bitume produit à partir des sables bitumineux du Canada ont fortement baissé à la faveur de l'amélioration constante de tous les aspects des opérations et, facteur important, grâce à la mise en oeuvre d'innovations technologiques majeures, dont la plupart ont été introduites au cours des années 1990.

Dans le cas des installations existantes d'extraction à ciel ouvert, les coûts ont diminué de plus de moitié ces vingt dernières années, le coût actuel de l'offre se situant autour de 15 $ à 18 $ le baril, au lieu de production. De nouveaux matériels et techniques, comme les tombereaux de chantier et les pelles mécaniques, l'hydrotransport et la séparation à faible énergie sont les principales raisons qui expliquent cette réduction des coûts.

Pour ce qui est de la récupération in situ, les coûts de l'offre ont également diminué à la faveur d'améliorations et d'innovations continues, mais pas dans une aussi grande mesure que les coûts associés à l'extraction à ciel ouvert. L'amélioration continue du procédé de stimulation cyclique par la vapeur (SCV), les progrès de la technologie des puits horizontaux et la mise au point de la méthode de séparation gravitaire stimulée par l'injection de vapeur (SGSIV) sont les principaux facteurs à l'origine de cette réduction de coûts. On estime entre 10 $ et 16 $ les coûts actuels de l'offre associés au procédé SCV, et entre 8 $ et 14 $ ceux associés à la technique SGSIV. Dans un cas comme dans l'autre, les coûts sont largement tributaires de la qualité du réservoir.

Autant les projets intégrés d'extraction/valorisation à ciel ouvert que les projets de récupération thermique in situ utilisent de forts volumes de gaz naturel en tant que combustible. Aussi le prix du gaz naturel est-il un facteur déterminant du degré de rentabilité de ces projets. Le coût des condensats pour la fluidification du bitume joue également un rôle de premier plan.

En ce qui a trait à la récupération primaire, la construction de puits horizontaux à grande portée et multibranches a rendu économiquement faisable la récupération du bitume dans la région de Wabasca. Dans la région de Cold Lake, la mise en service de pompes à rotor hélicoïdal excentré dans les puits verticaux a diminué le coût de production. Les coûts estimatifs de l'offre dans la région de Wabasca sont de 7 $ à 10 $, comparativement à 10 $ à 13 $, dans la région de Cold Lake.

Le nouveau régime d'impôts et de redevances est considéré comme salutaire, en ce qu'il garantit aux investisseurs et aux producteurs un traitement équitable et prévisible quant aux impôts et redevances à verser sur tous les projets relatifs aux sables bitumineux.

Références

a) Petroleum Communication Foundation. *Canada's Oil Sands and Heavy Oil*. avril 2000.

b) Masson, R. and B. Remillard. «Alberta's New Oil Sands Royalty System.» Alberta Department of Energy, mai 1996.

c) Mitchell, R. *et al.* «Alberta Oil Sands: Update on the Generic Royalty Regime.» Alberta Department of Energy, mai 1998.

Bibliographie choisie

Fisher, L. and L. Gill. *Supply Costs and Economic Potential for the Steam Assisted Gravity Drainage Process*. Canadian Energy Research Institute, septembre 1999.

Walker, I. C. «Marketing Challenges for Canadian Bitumen» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

OFFRE DE PÉTROLE BRUT

6.1 Introduction

Le présent chapitre traite des prévisions relatives à l'offre de pétrole provenant des sables bitumineux canadiens. Cette offre a été divisée en deux catégories, selon la méthode de récupération utilisée : extraction à ciel ouvert ou récupération in situ, incluant la récupération primaire. Les prévisions sont également exprimées en termes d'offre nette de pétrole brut, qui désigne le volume de pétrole brut disponible sur le marché, après avoir tenu compte des traitements de valorisation et de fluidification. Le lecteur pourra en outre trouver de brèves descriptions des projets en cours les plus importants ainsi que des projets prévus.

6.2 Prévisions de l'offre

6.2.1 Méthodologie

Les prévisions de l'offre de pétrole provenant des sables bitumineux sont fondées sur des discussions avec des représentants de l'industrie ainsi que sur l'expertise et les analyses de l'Office. Les plans d'expansion des mines à ciel ouvert, des sites de récupération in situ et des projets de récupération primaire ont été examinés, tout comme les plans relatifs aux projets de valorisation et de prolongement des pipelines. On a également utilisé un modèle des flux de trésorerie en conjonction avec une analyse des coûts de l'offre pour évaluer le rythme de la croissance. Les prévisions de l'offre reposent sur l'observation des tendances actuelles dans l'industrie et sur l'élan donné par les prix du pétrole brut, qui se maintiennent à un niveau relativement élevé depuis la fin de 1999.

Les hypothèses économiques qui ont servi pour l'établissement des prévisions de l'offre sont essentiellement les mêmes que celles employées dans le rapport sur l'offre et la demande de l'Office, y compris un prix du baril WTI établi à 18 $US. Le lecteur trouvera à l'annexe 3 un résumé de ces hypothèses. Les prévisions de l'offre de pétrole brut léger classique, de pentanes plus et de pétrole brut lourd classique sont dérivées du scénario 1 du rapport sur l'offre et la demande, excepté que les prévisions pour le pétrole brut lourd classique ont été révisées à la hausse pour refléter la production actuelle, plus élevée que prévu.

Outre les prévisions du scénario de référence, lesquelles sont fondées sur un prix de 18 $US le baril, on a mené des études d'incidence à 14 et à 22 $US le baril pour évaluer les effets du prix sur l'offre[1].

1 Les études de sensibilité sont fondées sur des prix WTI de 14 et de 22 $US (prix réel en dollars constants de 1997). Les autres hypothèses économiques demeurent les mêmes que dans le scénario de référence.

6.2.2 Extraction à ciel ouvert

La production associée à l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux concerne généralement le pétrole brut synthétique ou enrichi qui provient d'installations intégrées d'extraction et de valorisation. Toutefois, elle comprend également la production découlant de l'extraction à ciel ouvert qui est mise en marché sous forme de bitume fluidifié.

En 1999, la production de pétrole brut dérivée de l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux s'est chiffrée en moyenne à 51 500 m^3/j[1], soit environ 15 % de la production canadienne totale de pétrole brut. D'ici 2015, la production associée à l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux devrait atteindre 158 000 m^3/j (figure 6.1).

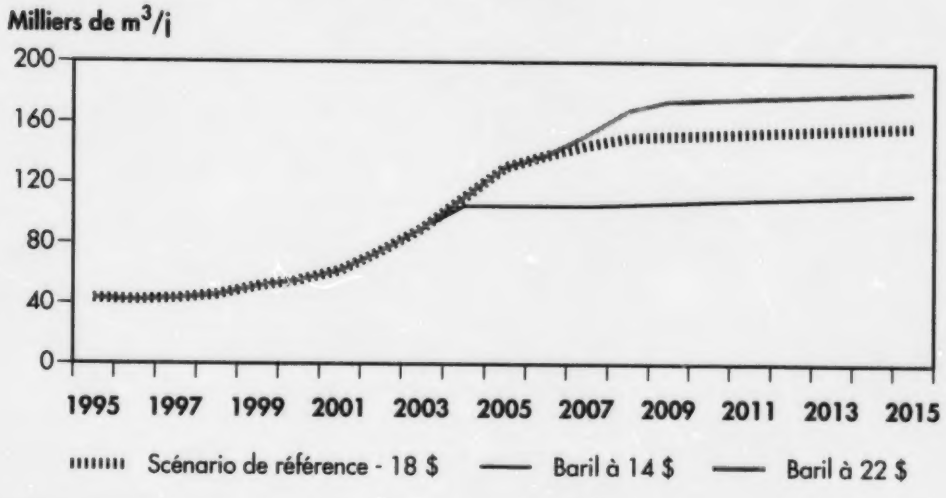
Les prévisions de l'offre du scénario de référence tiennent compte des plans d'expansion de Syncrude et de Suncor ainsi que des plans de mise en valeur des sables bitumineux de l'Athabasca annoncés par Shell et ses partenaires. Bien que les prévisions tiennent compte des nouveaux projets, aucun n'est identifié nommément, car le calendrier de réalisation et l'ampleur des projets subiront sans doute des modifications au gré des fluctuations économiques, sans compter que ce ne sont pas tous les projets annoncés qui seront menés à bien. Outre l'évaluation du mérite de chaque projet, les résultats d'un modèle des flux de trésorerie dans l'industrie ont été utilisés pour prévoir le rythme de développement. Le paragraphe 6.4.1 traite des divers plans d'expansion et de mise en valeur.

6.2.3 Incidence des prix - Extraction à ciel ouvert

Selon l'étude fondée sur le baril à 22 $, les projets de Syncrude, de Suncor et d'Athabasca seront menés tels que prévu. En outre, une production supplémentaire de 22 000 m^3/j sera atteinte d'ici 2010 en raison des projets non définis qui pourraient comprendre de nouveaux projets d'envergure ainsi qu'une nouvelle expansion d'exploitations en cours. La production atteindra plus de 180 000 m^3/j en 2015, ce qui représente environ 14 % de plus que ne le prévoit le scénario de référence.

FIGURE 6.1

Prévisions de l'offre - Extraction à ciel ouvert



1 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

Selon l'étude fondée sur le baril à 14 $, la chute des prix à ce niveau n'interviendra pas avant 2002. À ce prix, les forces du marché découragent tout nouvel investissement. Les mines de Syncrude, de Suncor et de l'Athabasca devraient rester en exploitation, mais tous les nouveaux projets et la plupart des plans d'expansion seront retardés indéfiniment. La production prévue en 2015 est d'environ 112 000 m^3/j, ce qui représente 29 % de moins que ne le prévoit le scénario de référence.

6.2.4 Récupération in situ

Par récupération in situ, on entend généralement l'extraction en place du bitume contenu dans les sables bitumineux, bitume qui est mélangé sur place à des condensats avant d'être mis en marché sous forme de bitume fluidifié. Une partie du bitume ainsi extrait peut cependant être dirigé pour traitement vers des installations de valorisation intégrées aux sites d'extraction. On utilise communément le terme « bitume » pour désigner le produit issu des techniques de récupération in situ.

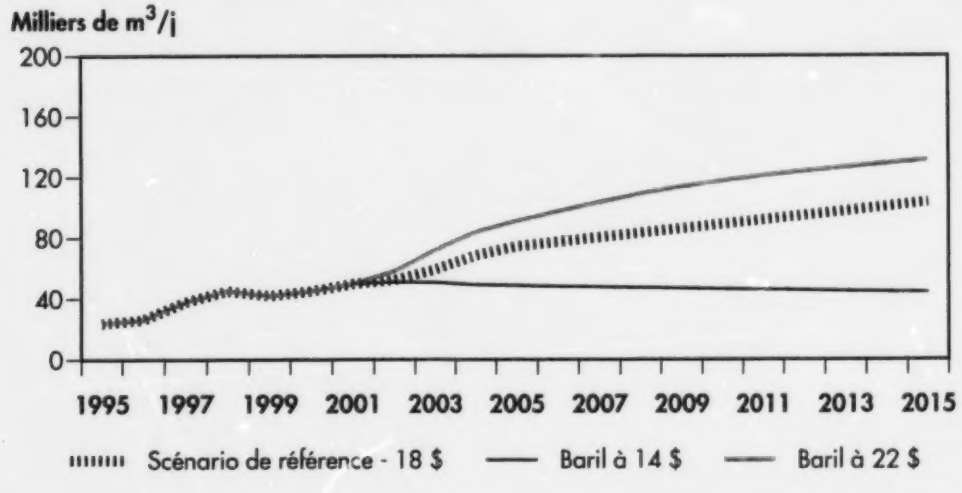
Comme pour l'élaboration des prévisions de l'offre associé aux projets d'extraction à ciel ouvert, chaque projet a été évalué selon sa valeur et a fait l'objet d'un classement relatif. En outre, on a utilisé les résultats d'un modèle des flux de trésorerie dans l'industrie pour évaluer le rythme possible des mises en chantier. En conséquence, tous les projets annoncés ne sont pas nommément inclus dans les prévisions de l'offre, et la mise en oeuvre de certains de ces projets est retardée. Les projets en cours d'élaboration et ceux qui sont sur le point de débuter influent davantage sur la première portion de la période couverte par les prévisions, tandis que les résultats du modèle des flux de trésorerie ont plus d'incidence sur la perspective à long terme.

Comme la plupart des projets in situ font appel à des procédés thermiques (injection cyclique de vapeur), le prix du gaz naturel, le coût et la disponibilité des diluants de fluidification ainsi que la différence de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd sont des éléments importants dont il faut tenir compte.

La production de bitume dépassait en moyenne 42 000 m^3/j en 1999 (figure 6.2). Les sites d'exploitation thermique d'Imperial et de Canadian Natural Resources Ltd. (CNRL) dans la région de Cold Lake-

FIGURE 6.2

Prévisions de l'offre - Récupération in situ



Primrose sont, à l'heure actuelle, les principales sources de bitume, mais une importante production a également été enregistrée dans les régions de Lindbergh et de Peace River. La production primaire du secteur de Cold Lake et de Wabasca représente une part importante de la récupération in situ, soit 14 000 m^3/j, ou 33 % de la production totale de bitume. On prévoit une certaine augmentation de la production primaire dans la zone de Wabasca. Les possibilités sont toutefois limitées par la qualité et le volume des ressources restantes. La production primaire dans la région de Cold Lake devrait augmenter modérément, conformément aux paramètres économiques qui régissent ce type de production.

On compte présentement plus de 40 nouveaux projets soit de production nouvelle de bitume soit d'expansion d'exploitations existantes. Selon les prévisions de l'offre du scénario de référence, la production de bitume devrait augmenter à 103 000 m^3/j d'ici 2015 (figure 6.2)[1].

6.2.5 Incidence des prix - Récupération in situ

Selon l'étude fondée sur le baril à 22 $, la production de bitume augmentera de manière marquée et atteindra 131 000 m^3/j d'ici 2015, ce qui constitue une hausse de 30 % par rapport aux prévisions du scénario de référence.

Selon l'étude fondée sur le baril à 14 $, le revenu net des producteurs sera insuffisant pour les inciter à lancer de nouveaux projets d'expansion. En fait, après 2001, on prévoit une baisse d'environ un pour cent par année de l'offre. À 14 $ le baril, la production de bitume sera d'environ 44 000 m^3/j en 2015, ce qui représente moins de la moitié de la production prévue selon le scénario de référence.

6.2.6 Production de pentanes plus

Bien qu'une partie des pentanes plus soit dérivée des condensats, la majeure partie de la production provient du traitement du gaz naturel. Les prévisions de la production de pentanes plus sont donc directement liées aux prévisions de l'offre de gaz naturel. Elles sont incluses dans le présent rapport parce que les pentanes plus sont les principaux diluants utilisés pour réduire la densité et la viscosité du pétrole brut lourd et du bitume afin de satisfaire les spécifications du transport par pipelines.

Les prévisions de la production de pentanes plus sont directement tirées du rapport sur l'offre et la demande. Elles ont toutefois été modifiées pour refléter la production réelle. Selon le scénario de référence, la production de pentanes plus devrait augmenter graduellement d'environ 27 400 m^3/j en 1999 à environ 35 000 m^3/j d'ici 2015 (figure 6.3a). Ces volumes ne tiennent pas compte de la production de la côte est du Canada.

Avec le baril à 22 $, la production de pentanes plus augmentera pour atteindre environ 36 000 m^3/j d'ici 2015 (Figure 6.3b). À 14 $ le baril, la production augmentera légèrement, à plus de 29 000 m^3/j en 2001, puis déclinera graduellement pour s'établir sous la barre des 24 000 m^3/j d'ici 2015.

6.2.7 Demande en diluants

Les pentanes plus sont principalement utilisés pour diluer le pétrole brut lourd et le bitume avant leur transport en pipelines vers les marchés. Généralement, on ajoute environ 40 % de diluant au bitume naturel et environ 7 % au pétrole brut lourd classique. L'année 1997 a été marquée par une certaine pénurie de pentanes plus. Aussi, plusieurs mesures ont-elles été adoptées pour remédier à cette situation. Une nouvelle norme de viscosité a été établie, au début de l'année 1999, pour le pipeline

1 Dans le scénario de référence, le prix du pétrole (WTI) est établi à 18 $US le baril (en dollars de 1997), celui du gaz naturel à 2,75 $CAN par gigajoule, et le différentiel entre les pétroles léger et lourd est de 5 $CAN le baril (prix réels en dollars constants).

d'Enbridge, ce qui a permis de réduire la demande en diluants d'environ 10 %. En outre, un programme d'égalisation des prix du condensat a été élaboré afin d'inciter les producteurs à inclure du pétrole brut léger dans les réserves de diluants.

Le rythme des mises en chantier de nouveaux sites production de bitume et l'importance des installations de valorisation locales sont deux déterminants majeurs de la demande pour les diluants. Dans les prévisions de l'offre, on considère que la plupart des nouveaux projets d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux comportent des installations de valorisation et n'ont, par conséquent, pas besoin d'être approvisionnés en diluants. Toutefois, on prévoit que certaines exploitations minières et la plupart des projets de récupération de bitume in situ ne procéderont qu'à une valorisation partielle, voire nulle, et auront donc besoin d'un important volume supplémentaire de diluants. On a estimé que la capacité de production de l'installation de valorisation bi-provinciale de Lloydminster augmentera à 28 400 m^3/j d'ici 2007.

On estime qu'environ 4 000 m^3/j de la production totale de pentanes plus servent à d'autres fins que la dilution du bitume et des bruts lourds. Cette quantité inclut les volumes utilisés pour la récupération par injection de fluides miscibles et comme charge d'alimentation de raffineries ainsi que les volumes acheminés directement vers les marchés pour être vendus. On a toutefois considéré que ce volume deviendrait disponible à l'intérieur de la période visée par les prévisions.

Les figures 6.3a et 6.3b illustrent l'évolution de la production de pentanes plus par rapport à la demande nette en diluants, selon le scénario de référence et avec le baril à 14 et à 22 $. Selon le scénario de référence, une pénurie potentielle de pentanes plus se produirait pour la première fois en 2005 et le manque à produire atteindrait environ 5 000 m^3/j en 2015. Entre 2005 et 2008, l'insuffisance serait de moins de 500 m^3.

À 22 $ le baril, la demande nette en diluants sera supérieure en 2015 d'environ 11 000 m^3/j à la demande prévue dans le scénario de référence. La pénurie potentielle survient pour la première fois en 2004, et le manque à produire atteint presque 15 000 m^3/j en 2015. À 14 $ le baril, la demande nette en diluants sera inférieure en 2015 d'environ 24 000 m^3/j à la demande prévue dans le scénario de référence. Selon ce scénario, il n'y aurait pas de pénurie de pentanes plus durant la période visée par les prévisions.

FIGURE 6.3A

Production de pentanes plus et demande nette en diluants - scénario de référence

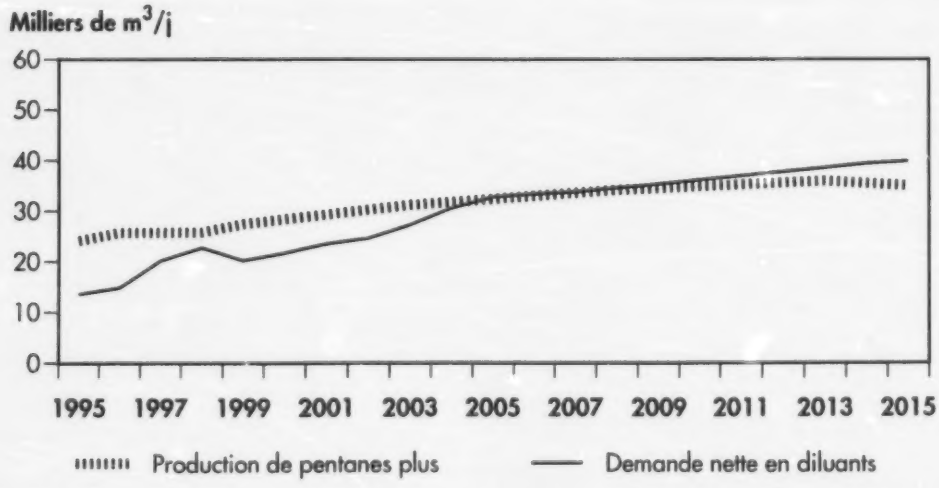
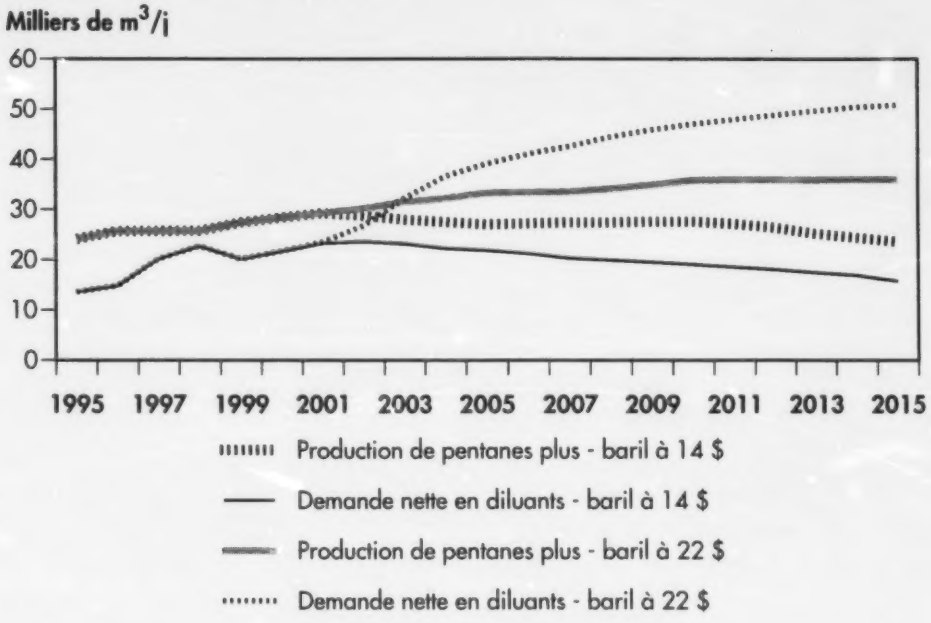


FIGURE 6.3B

Production de pentanes plus et demende nette en diluants - Scénario de référence - Baril à 14 et à 22 $



La pénurie potentielle de diluants prévue dans le scénario de référence et avec un baril à 22 $ pourrait être atténuée en augmentant la capacité de valorisation locale, via l'implantation d'installations de valorisation partielle ou de petites usines de valorisation sur place, si ces techniques se révèlent rentables. On pourrait aussi compenser en partie la pénurie par l'utilisation de pipelines chauffés ou d'autres types de diluants tels que le pétrole brut léger, le pétrole brut synthétique ou le naphta. Ces solutions de rechange ne sont toutefois pas avantageuses sur le plan économique. La pénurie potentielle en pentanes plus destinés à la dilution posera éventuellement un problème important à l'industrie. Les solutions possibles entraînent toutes des coûts supplémentaires qui pourraient restreindre la croissance de la production de pétrole brut ou de l'exploitation des sables bitumineux.

6.2.8 Offre nette disponible - Pétrole brut et équivalents

L'« offre nette disponible » comprend les volumes de pétrole brut disponibles sur le marché après avoir tenu compte des traitements de valorisation et de fluidification. Ainsi, l'offre nette disponible en pétrole brut canadien représente l'ensemble du pétrole brut léger classique du Bassin de sédimentation de l'Ouest canadien, le pétrole brut de la côte est, le pétrole brut synthétique, les pentanes plus, le pétrole brut lourd et le bitume fluidifiés, moins les besoins locaux en charge d'alimentation des raffineries et en diluants. On a considéré qu'une partie du pétrole brut léger ou du pétrole brut synthétique serait utilisée comme diluants. Les prévisions de l'offre disponible tiennent compte de la demande en diluants pour la fluidification du pétrole lourd et du bitume, des volumes de diluants recyclés, des pertes occasionnées par la valorisation et des volumes de pentanes plus non disponibles sur le marché en aval.

En 1999, le pétrole brut léger classique du BSOC représentait environ 34 % de l'approvisionnement net disponible total en pétrole brut, le pétrole brut de la côte est, 5 %, le pétrole lourd fluidifié, 21 %, les pentanes plus , 2 %, le pétrole brut synthétique, 21 %, et le bitume fluidifié, environ 17 %.

Selon le scénario de référence (figure 6.4a), l'offre nette disponible devrait passer de 327 900 m^3/j en 1999 à un pic de 502 000 m^3/j en 2008, puis déclinera graduellement pour s'établir aux environs de 490 000 m^3/j en 2015. Par ailleurs, la part que représentent le pétrole brut léger classique et le pétrole lourd classique fluidifié du Bassin de sédimentation de l'Ouest canadien dans l'offre nette disponible provenant de cette région décroîtra respectivement de 15 et de 5 % d'ici 2015, principalement en raison du déclin naturel des ressources. Réciproquement, la production de pétrole brut synthétique et de bitume fluidifié augmentera d'environ 38 et 28 % respectivement, tout comme la production de la côte est, qui atteindra 14 % de l'offre nette disponible.

Avec le baril à 22 $ (figure 6.4b), l'offre nette disponible augmentera pour atteindre environ 606 000 m^3/j en 2012, puis déclinera légèrement pour s'établir à 603 000 m^3/j en 2015. À la fin de la

FIGURE 6.4A

Offre nette disponible - scénario de référence

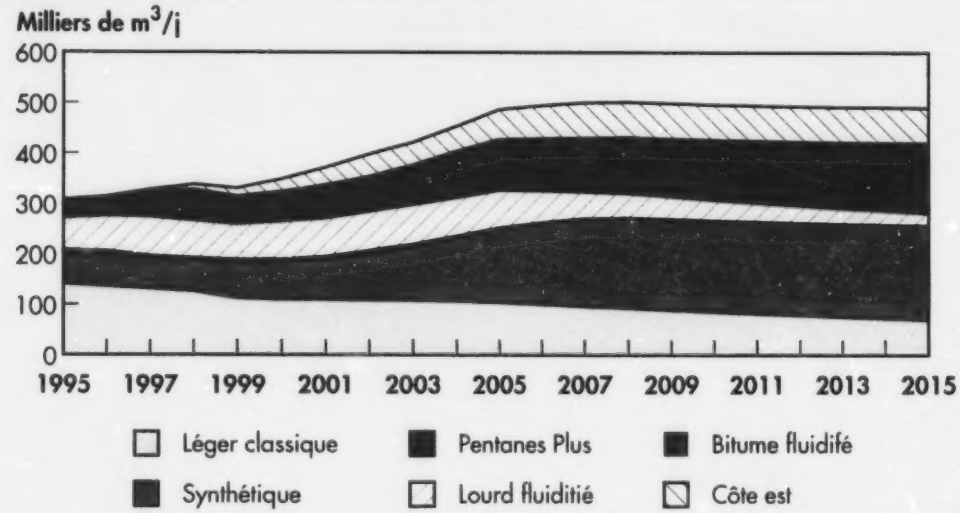


FIGURE 6.4B

Offre nette disponible - baril à 22 $

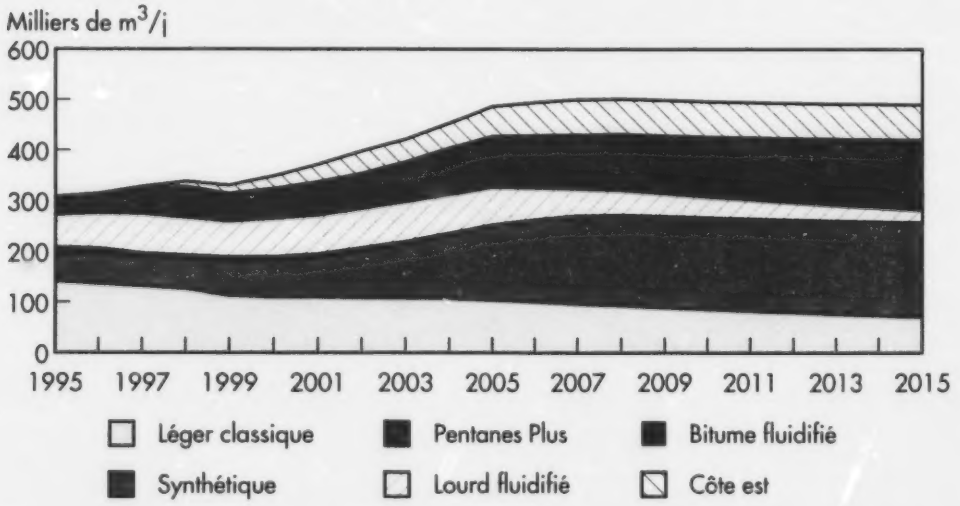
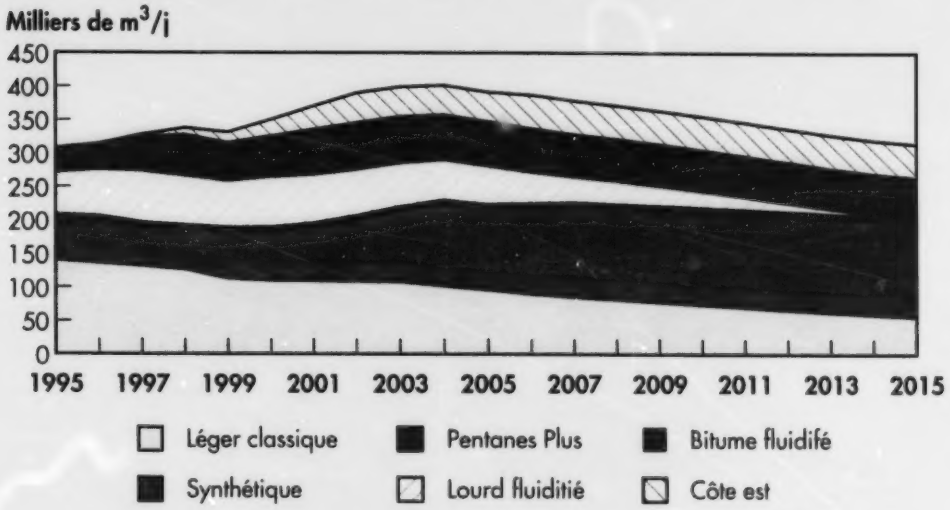


FIGURE 6.4C

Offre nette disponible - baril à 14 $



période visée par les prévisions, le pétrole brut synthétique constituera environ 35 % de l'ensemble de l'offre nette disponible canadienne et le bitume fluidifié, environ 30 %. En 2015, le pétrole brut léger classique du Bassin de sédimentation de l'Ouest canadien n'en représentera que 13 %, et le pétrole lourd fluidifié, que 6 %. Comme dans le rapport de 1999 sur l'offre et la demande, les prévisions à 22 $ le baril tiennent compte du démarrage, en 2010, de la production dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, qui devrait atteindre 25 000 m³/j en 2012.

Avec le baril à 14 $ (figure 6.4c), l'offre nette disponible en pétrole brut décroîtra pour s'établir à environ 314 000 m³/j en 2015. Le pétrole brut synthétique comptera alors pour environ 45 % de ce volume, et le bitume fluidifié, environ 19 %. Par ailleurs, la quantité nette disponible de pétrole lourd classique fluidifié sera presque nulle en 2015, car la majeure partie du pétrole lourd fluidifié sera utilisée localement comme charge d'alimentation des usines de valorisation.

6.3 Projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ

Dans les paragraphes suivants, on décrit brièvement les principaux projets et sites d'extraction à ciel ouvert et de récupération de bitume in situ. On présente, dans la plupart des cas, les calendriers de production et certaines des caractéristiques distinctives. L'information fournie ci-après n'est pas définitive, certains détails des projets pouvant être modifiés et certains projets pouvant être ajoutés ou retranchés.

6.4 Gisement de l'Athabasca

6.4.1 Projets d'extraction à ciel ouvert

TABLEAU 6.1

Projets d'extraction à ciel ouvert

Projet	Coût estimatif	Description
Project Millenium de Suncor	600 millions $	Expansion des installations fixes et mine de Steepbank - terminé en 1999; augmentation à 16 800 m^3/j.
	190 millions $	Phase 1 - augmentation à 20 600 m^3/j en 2001.
	2,0 milliard $	Phase 2 - augmentation à 35 000 m^3/j en 2002.
Projet Syncrude 21 de Syncrude	470 millions $	Phase 1 : North Mine et Debottleneck 1 - construction entre 1996 et 1999; augmentation à 35 400 m^3/j.
	1,0 milliard $	Phase 2 : Aurora Train 1 et Debottleneck 2 - construction entre 1998 et 2001; augmentation à 40 800 m^3/j.
	3,0 milliard $	Phase 3 : Aurora Train 2 et expansion de l'usine de valorisation 1 - construction entre 2000 et 2004; augmentation à 56 500 m^3/j.
	2,3 milliard $	Phase 4 : Aurora Train 3 et expansion de l'usine de valorisation 2 - construction entre 2004 et 2008; augmentation à 73 800 m^3/j.
Projet Athabasca Oil Sands de Shell / Chevron / Western	1,8 milliard $	Le site de Muskeg River produira 24 600 m^3/j de bitume à partir de la fin 2002.
	1,7 milliard $	L'usine de valorisation de Scotford sera construite à proximité de la raffinerie de Shell.
Projet Fort Hills de TrueNorth / UTS Energy	1,1 milliard $	Le projet Fort Hills produira environ 15 000 m^3/j de bitume provenant de la mine initiale d'ici 2005.
Projet Kearl Oil Sands de ExxonMobil	1,7 milliard $	Comprend des installations minières et d'extraction pour la production d'environ 20 600 m^3/j de bitume.
	1,4 milliard $	Nouvelles installations de valorisation (emplacement inconnu).

Projet Millenium

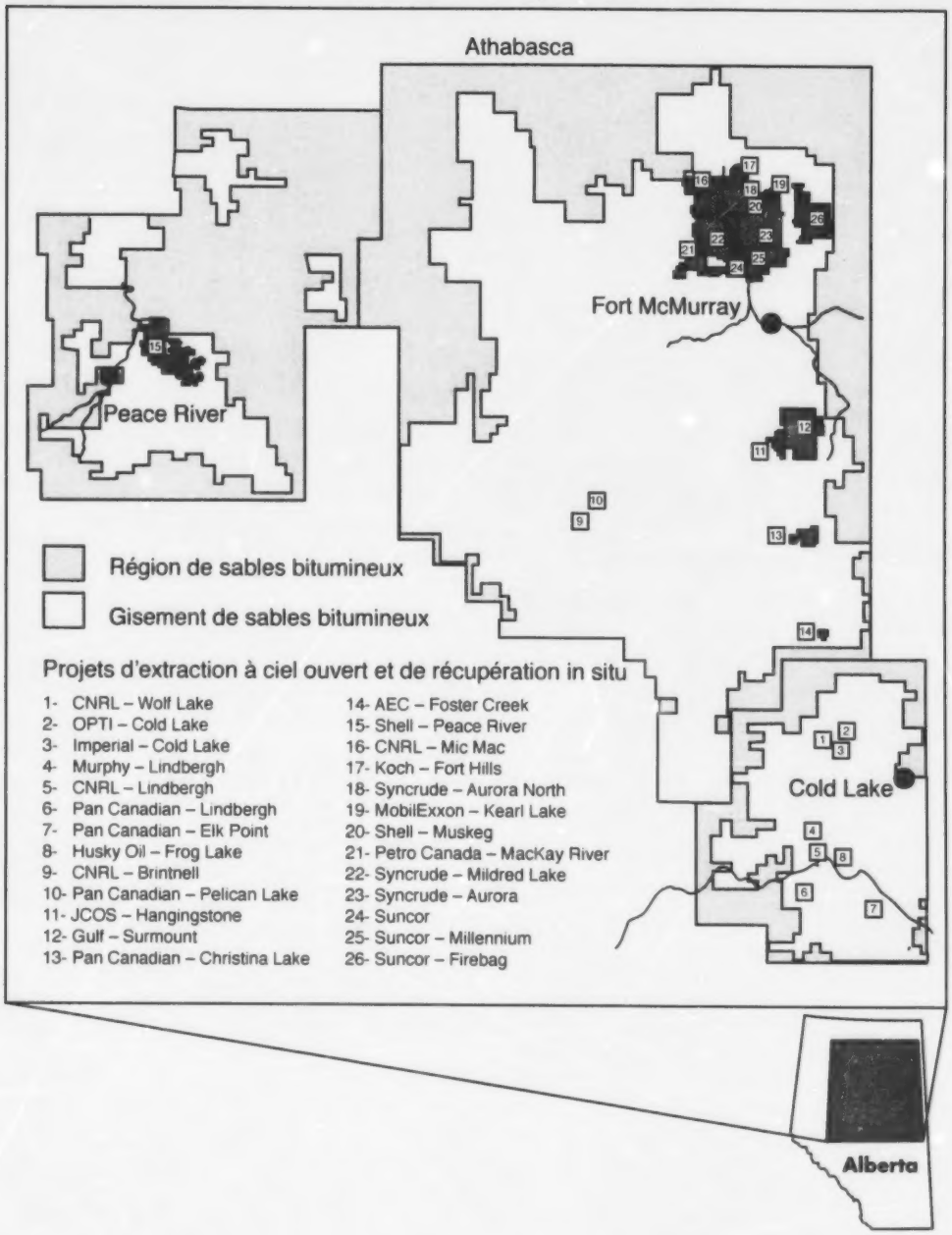
En 1999, la production de pétrole brut synthétique de Suncor atteignait en moyenne 16 600 m^3/j. Le projet Millenium, qui devrait coûter 2,2 milliards de dollars, permettra d'augmenter la production à 35 000 m^3/j d'ici 2002. Suncor a adopté une approche par phases pour l'expansion de sa capacité de production. La première phase consiste à améliorer les procédés et à augmenter la capacité de production des installations d'ici 2001. La deuxième phase, qui représente le plus gros projet d'expansion à ce jour, comprend une nouvelle expansion de la mine de Steepbank et l'agrandissement des installations de séparation et de valorisation, ce qui entraînera une augmentation des besoins en vapeur, en eau et en électricité.

Syncrude 21

Syncrude est le plus important fournisseur de pétrole brut au Canada et le premier producteur mondial de pétrole issu des sables bitumineux. Le projet de Syncrude est une co-entreprise exploitée par Syncrude Canada Ltd. et détenue par AEC Oil Sands L.P., AEC Oil Sands Limited Partnership, Athabasca Oil Sands Investments Inc., Canadian Occidental Petroleum Ltd., Canadian Oil Sands

FIGURE 6.5

Projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ



Investments Inc., Gulf Canada Resources Ltd., Imperial Oil Resources, Mocal Energy Ltd., Murphy Oil Compagny Ltd. et Petro-Canada. La conception et la réalisation du projet Syncrude 21 s'étaleront de 1998 à 2007 et nécessiteront un investissement de plus de six milliards de dollars. Une fois l'expansion en quatre phases terminée, la production atteindra plus du double de celle de 1999 - 35 400 m^3/j -, soit environ 73 800 m^3/j en 2008.

Athabasca Oil Sands

Ce projet est une co-entreprise dont les intérêts sont partagés comme suit : 60 % pour Shell, 20 % pour Chevron Canada Resources Limited et 20 % pour Western Oil Sands Inc. La mine sera aménagée à environ 70 kilomètres au nord de Fort McMurray. L'usine de valorisation de Scotford sera construite à proximité de l'actuelle raffinerie de Shell à Scotford, près d'Edmonton. L'usine de valorisation fera appel à la technologie d'ajout d'hydrogène pour traiter le bitume provenant de la mine de Muskeg River. Shell investira également environ 400 millions de dollars pour modifier sa raffinerie de Scotford afin qu'elle puisse traiter le pétrole brut synthétique produit par la nouvelle usine de valorisation de Scotford.

En outre, plusieurs entreprises construiront de nouvelles installations, en vertu d'accords à long terme, pour répondre aux besoins du projet Athabasca Oil Sands. Le pipeline Corridor transportera le bitume fluidifié de la mine à l'usine de valorisation (voir le chapitre 7.5). ATCO Power construira une installation de cogénération de 170 mégawatts pour répondre aux besoins en vapeur et en électricité de la mine et alimenter à même sa production excédentaire le réseau de l'Alberta. ATCO Pipelines construira un pipeline pour amener le gaz naturel à l'installation de cogénération.

Fort Hills

TrueNorth Energy L.P. détient 78 % des actions du projet Fort Hills, et UTS Energy Holding les 22 % qui restent. L'entreprise estime qu'il existe environ 317 millions de mètres cubes de bitume exploitable, une réserve garantissant 60 ans d'activités. Une étude de faisabilité sera achevée d'ici la fin de l'an 2000 et, d'ici le début 2002, on aura décidé d'aller de l'avant ou non en attendant l'approbation réglementaire. On ne prévoit pas l'établissement d'une installation de valorisation complète pour le site de Fort Hills. TrueNorth pourrait utiliser la SGSIV dans les zones de sa concession où le mont-terrain est trop épais pour l'exploitation à ciel ouvert.

Kearl Oil Sands

Kearl Oil Sands est un projet d'exploitation des sables bitumineux proposé par ExxonMobil Corporation (ExxonMobil) dans sa concession du gisement de l'Athabasca, située à environ 70 kilomètres au nord de Fort McMurray. Les dirigeants d'ExxonMobil pensent que cette concession renferme un dépôt de haute qualité, avec plus de 238 millions de mètres cubes de bitume récupérable. Le projet est actuellement en suspens, car ExxonMobil étudie les options qui s'offrent à elle.

6.4.2 Autres projets d'extraction à ciel ouvert

La concession Mic Mac, que détient CNRL, offre des possibilités de production de 47 500 m^3/j. Elle comporterait un volume de 400 millions de mètres cubes de sables bitumineux. Le projet Mic Mac mettrait probablement en oeuvre des méthodes d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ, les deux-tiers de la production étant dérivés de l'extraction à ciel ouvert et le reste de l'application de la technique de la SGSIV.

SynEnCo Energy Inc. propose d'aménager une mine de sables bitumineux et de construire une usine d'extraction à 100 kilomètres au nord de Fort McMurray. L'usine, qui devrait débuter ses activités en 2004, aurait une capacité de production de 2 300 m^3/j. SynEnCo propose d'utiliser du charbon au lieu du gaz naturel pour répondre aux besoins en combustible du projet.

6.4.3 Projets de récupération in situ

TABLEAU 6.2

Projets de récupération in situ dans le gisement de l'Athabasca

Projet	Coût estimé	Description
Gulf Canada Resources Ltd. - Surmont (SGSIV)	Phase initiale : 300 millions $	Phase 1 : 4 000 m3/j d'ici 2005. Expansion par phases successives de 4 000 m3/j, avec une capacité finale de 16 000 m3/j d'ici 2013 si les conditions du marché sont favorables.
PanCanadian Petroleum Limited - Christina Lake (SGSIV)	Initiale : 400 millions $	Phase 1 : 1 600 m^3/j d'ici 2002 environ. Les phases 2 et 3 ajouteront chacune 4 750 m^3/j, et leur mise en oeuvre est tributaire du succès de la phase 1. Si les trois phases sont réalisées, la production atteindra 11 100 m^3/j en 2007.
Petro-Canada MacKay River (SGSIV)	290 millions $	L'entrée en service est prévue en fin de l'année 2002 et la production à pleine capacité - 4 750 m^3/j - six à huit mois après le début des activités.
Suncor Energy Oil Sands - Firebag (SGSIV)	450 millions $	Plus de 5 500 m^3/j de bitume en 2004. Plans visant l'augmentation, par phases, de la production in situ à 22 000 m^3/j d'ici la fin de la décennie.

Gulf Canada - Surmont Commercial Oil Sands

Ce projet sera situé à environ 60 kilomètres au sud-est de Fort McMurray. La formation de sables bitumineux se trouve à une profondeur de 300 à 400 mètres, et son épaisseur varie entre zéro et 60 mètres. Chaque phase sera dotée de sa propre installation centrale qui comprendra des générateurs de vapeur, des recycleurs d'eau et des réservoirs pour le traitement des émulsions et l'entreposage des diluants et du bitume fluidifié prêt à être acheminé vers les marchés. Chaque phase du projet sera raccordée à un réseau de pipelines pour faciliter le transfert d'eau, de diluants et de bitume entre tous les sites.

Le projet Surmont a fait l'objet d'une audience de l'EUB durant laquelle Gulf Canada a revendiqué que la production des réserves de gaz naturel sises ou-dessus de leur projet avait un effet néfaste sur la récupération de bitume. L'EUB a déterminé que les réserves de bitume devrait être protégé en une d'une mise en valeur ultérieur et a ordonné d'arrêté la production de 146 puits de gaz naturel dans la région de Surmont.

PanCanadian - Christina Lake

PanCanadian Petroleum Limited utilisera la méthode SGSIV pour le projet Christina Lake, situé à environ 170 kilomètres au sud de Fort McMurray. Cette concession couvre 35 sections qui renferment un volume estimatif de 475 millions de mètres cubes de bitume. Chacune des trois phases possédera sa propre usine pour le traitement de l'eau, la génération de vapeur, la séparation de la production, la récupération de la chaleur, le déshuilage et l'évacuation de l'eau ainsi que des installations de manutention et de stockage du pétrole. Le projet prévoit le début de l'injection cyclique de vapeur à l'automne 2001.

Petro-Canada - MacKay River

Ce site est situé à environ deux kilomètres à l'est de l'installation d'essai souterraine (projet Dover). En raison de la réussite du projet Dover, les dirigeants de Petro-Canada pensent qu'ils peuvent lancer directement la production commerciale sans avoir à passer par l'étape du projet pilote. Le mont-terrain fait environ 125 mètres d'épaisseur sur le site de MacKay River. La ressource est située à une

trop grande profondeur pour l'extraction à ciel ouvert, mais est trop près de la surface pour que l'on ait recours à la stimulation cyclique à la vapeur. Petro-Canada devra forer la portion verticale du puits à 45 degrés et prolonger ce dernier par une section horizontale en raison de la faible profondeur de la formation. On prévoit que ce puits pourrait permettre la récupération d'environ 37 à 48 millions de mètres cubes de bitume au cours de sa durée de vie de 25 ans.

Suncor - Firebag In Situ Oil Sands

Suncor utilisera la technique SGSIV dans ses concessions vouées à l'exploitation in situ qui sont situées à environ 40 kilomètres au nord-est de l'usine de l'entreprise. L'ensemble des concessions de sables bitumineux de Suncor offre des possibilités de récupération in situ de 800 millions de mètres cubes de bitume. Dans cette région, les gisements de sables bitumineux se situent environ 250 mètres sous la surface dans la formation de McMurray. Le bitume brut provenant de la mine à ciel ouvert de Suncor et celui du site de récupération in situ proposé pourraient être combinés et vendus directement sur le marché ou utilisés comme charge d'alimentation de ses installations de valorisation. Pour être en mesure de traiter le bitume supplémentaire, l'entreprise prévoit agrandir son installation de valorisation par l'ajout d'un complexe de tours de fractionnement sous vide d'ici 2004, date qui coïncide avec le démarrage de la production de son installation in situ.

6.4.4 Autres projets

Japan Canada Oil Sands Co., Ltd. utilisera la technique SGSIV sur sa propriété de Hangingstone pour produire jusqu'à 1 600 m^3/j d'ici 2002. Northstar Energy Corporation compte augmenter sa production à 500 m^3/j sur le site du projet Dover. Ormat Industries Ltd. (OPTI) prévoit l'aménagement d'une installation de récupération in situ d'une capacité de 4 750 m^3/j au sud-est de Fort McMurray. AEC mène, à Pelican Lake, un projet pilote qui produit actuellement environ 500 m^3/j. CNRL envisage une augmentation importante de sa production primaire de bitume à Brintnell et à Pelican Lake.

6.5 Gisement de Cold Lake

6.5.1 Projets de récupération in situ

Imperial - Cold Lake

Le gisement de Cold Lake est détenu et exploité par Imperial Oil Limited. Des projets de recherche en laboratoire et sur le terrain menés au cours des 30 dernières années ont conduit à l'élaboration de ce projet de production commerciale par phases. Les sables bitumineux de Cold Lake étant trop profondément enclavés dans la formation de Clearwater pour

TABLEAU 6.3

Projets de récupération in situ à Cold Lake

Projet	Coût estimé	Description
Imperial Oil Limited Cold Lake (CSV)	630 millions $	Les phases 11 à 13 (Mahkeses) hausseront la production de bitume de 4 750 m^3/j. Imperial envisage de lancer les phases 14 et 15 de ses plans d'expansion.
Alberta Energy Company Foster Creek (SGSIV)	230 millions $	Phase 1 : 3 200 m^3/j de bitume en 2002. Les plans prévoient que Foster Creek produira 16 000 m^3/j d'ici 2007.
Canadian Natural Resources Ltd. Primrose and Wolf Lake (CSV et SGSIV)	130 millions $	On prévoit atteindre une pleine capacité de 9 500 m^3/j d'ici 2001 grâce aux améliorations apportées aux installations et aux stratégies d'exploitation. Plan en deux phases. La phase 1, qui sera terminée mi-2003, permettra d'accroître la production d'environ 4 750 m^3/j. La phase 2 qui sera terminée deux ans plus tard, devrait produire 4 750 m^3/j supplémentaires.

l'exploitation à ciel ouvert, Imperial emploie la stimulation cyclique à la vapeur. Imperial exploite actuellement les phases un à dix de l'installation de Cold Lake. En 1999, la production d'Imperial à Cold Lake atteignait en moyenne 20 700 m^3/j, ce qui représentait presque la moitié de la production de bitume de l'Alberta. Imperial prévoit aussi la construction d'une installation de cogénération électricité-vapeur de 220 mégawatts à Cold Lake. L'entreprise compte utiliser environ 45 % de l'énergie dans son usine et écouler les surplus sur le réseau de l'Alberta Power Pool.

Alberta Energy Company (AEC) - Foster Creek

Le site Foster Creek d'AEC est situé au nord de Wolf Lake, au centre du champ de tir d'armes aériennes Primrose Lake. Depuis quatre ans, AEC éprouve sa méthode d'extraction par SGSIV dans le cadre d'un projet pilote qui fournit 300 m^3/j. La première phase prévoit le forage de 24 paires de puits et la construction d'une usine de traitement de l'eau, d'une unité de traitement du pétrole, d'un centre d'essais et de générateurs de vapeur. AEC compte produire 16 000 m^3/j à Foster Creek si le projet donne les résultats escomptés et si les conditions du marché sont favorables.

CNRL - Primrose et Wolf Lake

Les sites de récupération thermique de pétrole brut de CNRL à Primrose et à Wolf Lake sont situés à environ 55 kilomètres au nord de Bonnyville, au nord-est de l'Alberta. Ces propriétés, que CNRL a achetées de BP Canada Energy Company en 1999, sont exploitées dans une perspective commerciale depuis les années 1980. Les installations de production fonctionnement actuellement à environ 50 % de leur capacité.

CNRL utilisera à la fois les techniques de récupération SCV et SGSIV. SCV est employée pour les sables à teneur élevée en argile de la formation de Clearwater, tandis que SGSIV est utilisée dans la zone de Grand Rapids, qui recèle moins d'impuretés argileuses. Les procédés SCV nécessitent le forage de puits horizontaux plutôt que de puits verticaux ou inclinés ainsi que l'injection de vapeur à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation. La pression plus élevée permettra à la vapeur de pénétrer plus avant dans les sables bitumineux, réduisant ainsi le nombre de puits et de cycles nécessaires et augmentant la production. En pratiquant des forages horizontaux à partir d'un seul chantier de forage au lieu de cinq à dix chantiers classiques, CNRL pourra à la fois réduire les coûts et les perturbations de surface.

6.5.2 Autres projets

Plusieurs autres projets sont en cours dans la région de Cold Lake. AEC mène un projet pilote à Frog Lake. BlackRock Ventures Inc. a un projet pilote à Cold Lake, lequel affiche des possibilités d'augmentation de la production à plus de 5 400 m^3/j d'ici 2010. CNRL mène également un projet de production primaire à Beartrap. Murphy Oil Company Ltd. a un projet de production primaire dans la zone de Lindbergh qui offre la possibilité d'atteindre plus du double de la production actuelle. CNRL mène également un projet pilote SGSIV à Burnt Lake, qui produit environ 400 m^3/j. Petrovera Resources Limited poursuit des activités de production primaire de bitume à Elk Point, à Lindbergh, à Frog Lake et à Marwayne, avec des possibilités d'expansion significatives.

6.6 Gisement de Peace River

Peace River

Le projet de Peace River est détenu par Shell Canada Limited. Le site renferme un volume estimé à 1,6 milliard de mètres cubes de bitume. Entre 1979 et 1992, Shell a mené un projet pilote sur ce site,

lequel a été considéré comme une réussite technique. Plus récemment, Shell a utilisé à la fois les techniques SCV, avec puits multibranches, et SGSIV. Entre 1997 et 1999, Shell a produit environ 1 000 m^3/j. L'entreprise continue d'évaluer la possibilité d'une expansion par phases.

6.7 Expansion synergique

Les promoteurs des projets d'exploitation des sables bitumineux profitent de nouvelles possibilités et de nouvelles techniques ainsi que de la synergie de leurs activités pour améliorer le rendement économique et environnemental de leurs projets. La cogénération, par exemple, qui consiste en la production simultanée d'eau chaude ou de vapeur et d'énergie électrique à partir d'une même source d'énergie, améliore de façon marquée le rendement.

Avec les centrales électriques classiques, on perd la chaleur des gaz de combustion des turbines ou de l'eau de refroidissement des condenseurs que l'on rejette dans l'environnement. Avec la cogénération, une importante partie de cette chaleur résiduelle est récupérée et utilisée dans une installation adjacente dont l'exploitation nécessite d'importantes quantités de chaleur. La cogénération constitue un moyen rentable de produire de l'électricité, si l'on prend en considération l'efficacité accrue de la conversion et de l'utilisation de l'énergie. En outre, la cogénération abaisse les émissions de polluants dans l'environnement, le dioxyde de carbone (CO_2) en particulier, par la captation et le recyclage de la chaleur résiduelle.

Le tableau 6.4 présente les installations de cogénération associées aux installations d'extraction à ciel ouvert et aux projets de récupération in situ. On y trouve les projets en cours et ceux qui devraient être mis en oeuvre d'ici 2002.

Les prévisions du scénario de référence indiquent que la production de pétrole synthétique et de bitume s'accroîtra d'environ une fois et demie par rapport aux volumes actuels d'ici 2015. Les installations d'extraction intégrées et les projets de récupération thermique in situ utilisent du gaz naturel pour produire la chaleur et l'électricité nécessaires à leurs activités. Bien que l'on prévoie des améliorations de l'efficacité énergétique, la hausse de la demande en gaz naturel attribuable à ces activités demeurera substantielle.

On a entrepris une évaluation pour examiner l'incidence de la croissance rapide que devrait connaître la production de pétrole brut synthétique et de bitume sur la demande en gaz naturel et

TABLEAU 6.4

Installations de cogénération actuelles

Entreprise	Endroit	Capacité (MW)	Description
TransAlta Utilities	Syncrude Mildred Lake	265	En exploitation depuis 1978.
TransAlta Utilities	Suncor Poplar Creek	360	Construction de 1999 à 2001. Phase I (220 MW) terminée. Deux turbines à vapeur seront ajoutées en 2000 et en 2001, ce qui coïncidera avec le projet Millennium de Suncor.
ATCO Power / Shell Canada / Air Products	Shell's Scotford Upgrader	150	Construction de 2000 à 2002.
CU Power Canada Ltd.	Shell's Muskeg River Mine	170	Construction de 2001 à 2002.
TransAlta Utilities	Imperial Cold Lake	220	Construction de 2000 à 2001. Quarante-cinq pour cent de l'énergie électrique consommée sur place; le reste est acheminé vers le réseau de l'Alberta Power Pool.

en électricité et pour établir la quantité d'énergie électrique qui pourrait être dérivée vers le réseau électrique de l'Alberta.

L'évaluation consistait à estimer l'utilisation d'énergie et l'intensité énergétique, par unité de production, des installations d'extraction/valorisation intégrées actuelles ainsi que des activités de récupération (aussi bien thermique que primaire) in situ et des installations de cogénération existantes. Ces estimations, jumelées à certaines hypothèses, ont été appliquées aux prévisions de l'offre du scénario de référence.

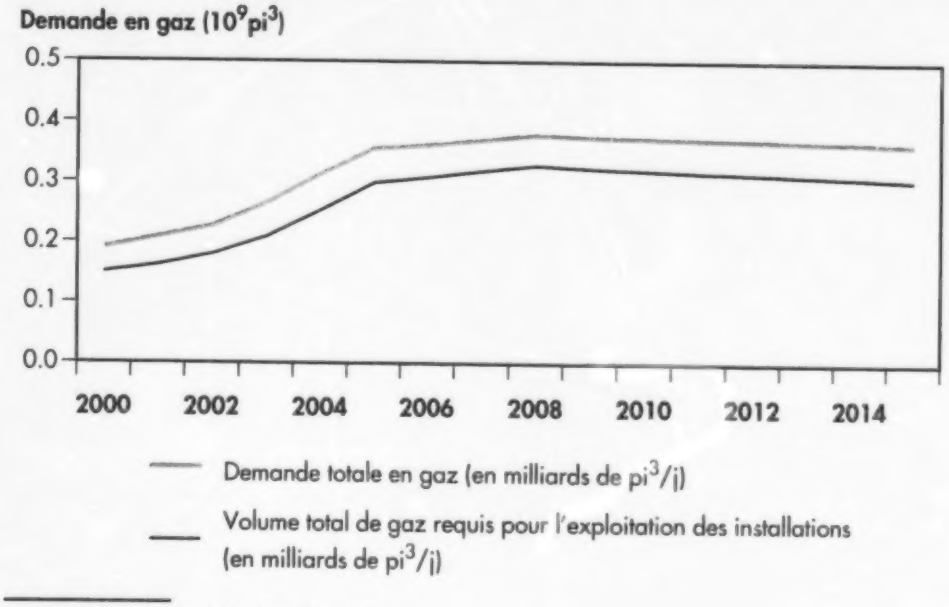
Cette évaluation est fondée sur les principaux facteurs suivants :

- Données actuelles sur la consommation de gaz naturel, d'électricité et de combustible autogénéré par les installations minières et de valorisation intégrées actuelles.
- Configuration prévue des nouveaux projets.
- Efficacité énergétique des turbines à gaz types utilisées dans les installations de cogénération.
- Hypothèse selon laquelle une amélioration annuelle de deux pour cent de l'efficacité énergétique aura lieu et, pour les projets de récupération in situ, hypothèse voulant que le tiers de la production additionnelle soit assorti d'installations de cogénération.

Les résultats de l'évaluation indiquent que la demande en gaz naturel « importé » des activités minières et de valorisation intégrées connaîtront une hausse de plus du double des volumes actuels d'ici 2008, s'établissant à 0,38 milliard de pi3/j[1], puis décroîtront graduellement jusqu'à la fin de la période visée par la projection (figure 6.6a).

FIGURE 6.6A

Demande quotidienne en gaz naturel - Installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation intégrées



1 35,3 pieds cubes équivalent à un mètre cube.

La demande en gaz naturel pour la récupération de bitume in situ, y compris la production primaire, s'accroîtra de façon constante et atteindra 0,65 milliard de pi3/j d'ici 2015 (figure 6.6b).

La demande totale en gaz naturel pour les activités d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ devrait s'établir à 0,98 milliard de pi3/j d'ici 2015, comparativement à 0,46 milliard de pi3/j présentement. En comparaison, l'Alberta produisait, en 1999, une moyenne 13,6 milliards de pi3/j de gaz naturel.

FIGURE 6.6B

Demande quotidienne en gaz et en électricité - Projects de récupération in situ

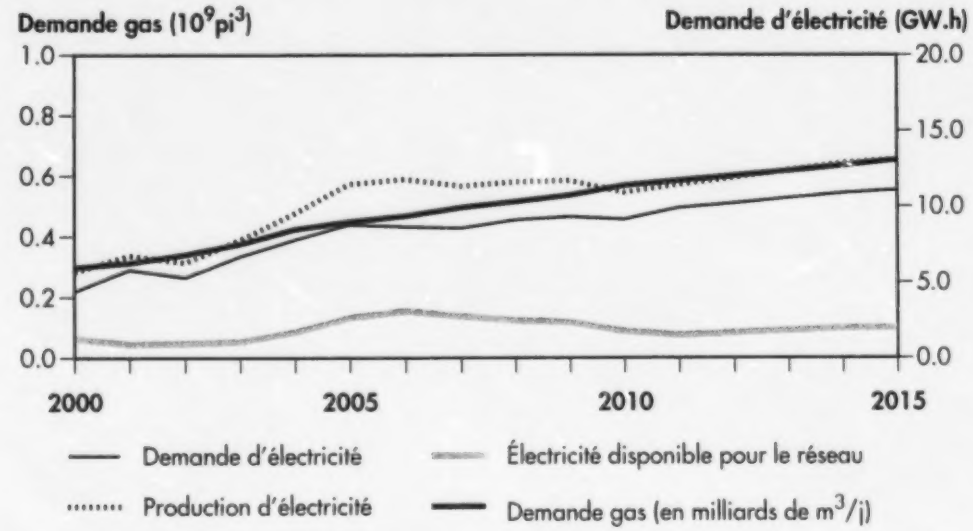
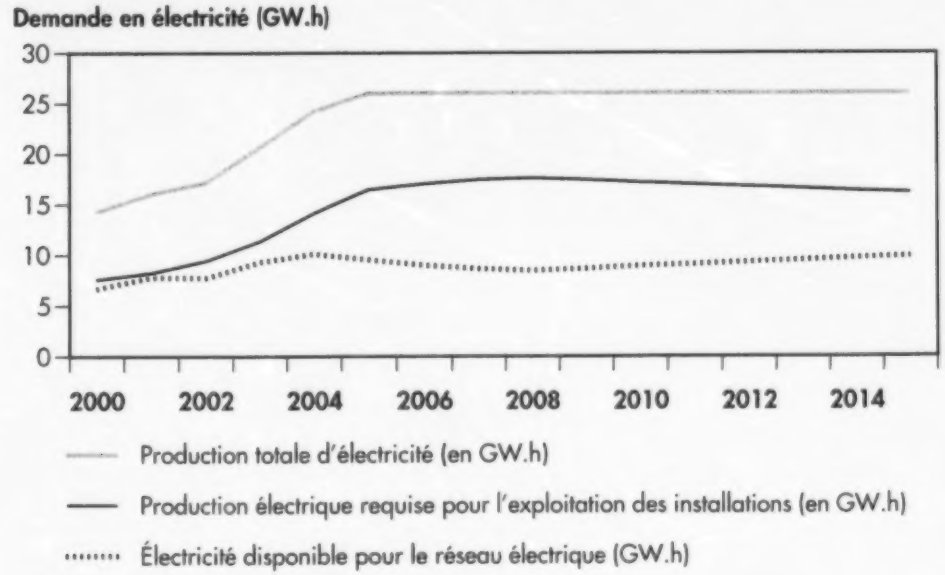


FIGURE 6.6C

Demande quotidienne en électricité - Installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation intégrées



Les installations de cogénération associées aux projets d'exploitation des sables bitumineux devraient présenter une production électrique quelque peu excédentaire, laquelle pourrait être acheminée vers le réseau électrique albertain. La capacité excédentaire quotidienne se chiffrera à environ 13 GWH d'ici 2015 (figure 6.6b et 6.6c), ou 4,8 TW par année; la production provinciale annuelle est présentement de 54 TW approximativement.

Projet d'extraction de gaz résiduels de TransCanada Midstream

Le présent projet est fondé sur une entente entre Suncor et TransCanada Midstream concernant l'extraction et la séparation des liquides du gaz naturel et des oléfines du gaz résiduel, un sous-produit du procédé de valorisation des sables bitumineux utilisé actuellement comme combustible. Les oléfines et les liquides récupérés seront transportés par lots dans le pipeline de Suncor jusqu'à l'installation de fractionnement de TransCanada, à Redwater, en Alberta, où aura lieu le raffinage. L'entente permettra à Suncor de vendre les oléfines et de réduire les émissions de dioxyde de soufre résultant de leur combustion; les oléfines seront remplacées par le gaz naturel dont la combustion est moins polluante. L'installation, qui doit entrer en service en 2001, extraira l'éthane, le propane, le butane, les condensats, l'éthylène, le propylène et le butylène présents dans les oléfines. L'installation pourra extraire des gaz résiduels presque 3 000 m^3/ jour de liquides du gaz naturel et environ 70 000 tonnes métriques par an de propylène destiné à la fabrication de polymères.

Minéraux et métaux précieux

Divers minéraux de valeur, dont des métaux précieux, se trouvent dans les gisements de sables bitumineux. Un certain nombre d'initiatives prévoient l'extraction de ces minéraux des bassins à stériles ou des sables bitumineux eux-mêmes. Même si aucune activité de ce genre n'est en cours, on mène des études de faisabilité économique et des évaluations sur cette question.

Valorisation

Le coût supplémentaire de l'offre associé à l'expansion des installations de Syncrude et de Suncor est de beaucoup inférieur à celui de projets entièrement nouveaux en raison de la présence d'installations de valorisation et d'installations connexes. Shell profite également de la synergie résultant de la construction d'une installation de valorisation à proximité de sa raffinerie de Scotford.

6.8 Conclusion

La croissance rapide que devrait afficher la production de pétrole brut extrait des sables bitumineux atteste des ressources massives et du potentiel économique des sables bitumineux du Canada de même que de la confiance manifestée par les producteurs qui s'engagent financièrement et élaborent ou perfectionnent des techniques habilitantes.

Dans le scénario de référence, la production de pétrole synthétique brut devrait presque tripler, comparativement aux volumes actuels, atteignant 158 000 m^3/j d'ici 2015. De la même façon, la production de bitume devrait atteindre deux fois et demie son volume actuel d'ici 2015, s'établissant à 104 000 m^3/j. Compte tenu de la tendance à la baisse affichée par la production de pétrole brut classique (léger et lourd) dans l'Ouest canadien, la production associée aux sables bitumineux pourrait représenter plus de 50 % de la production canadienne totale de pétrole brut d'ici 2015.

D'après les prévisions du scénario de référence, il est possible qu'une pénurie de pentanes plus, qui servent à la fluidification du bitume, se produise d'ici 2005. Ce problème pourrait limiter la

production de bitume, car les solutions de rechange disponibles actuellement représentent des dépenses supplémentaires significatives pour les producteurs.

L'offre nette disponible de pétrole brut canadien établie dans le scénario de référence devrait passer à 502 000 m^3/j d'ici 2008 pour ensuite rebaisser graduellement à 490 000 m^3/j en 2015. Avec le baril à 22 $, l'offre nette disponible comprend la production de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et devrait atteindre un sommet d'environ 606 000 m^3/j avant de fléchir légèrement jusqu'à la fin de la période visée par la projection. Par ailleurs, à 14 $ le baril, l'offre nette disponible devrait descendre à 314 000 m^3/j d'ici 2015, ce qui représente environ 5 % de moins que les volumes actuels.

Une évaluation de la demande en gaz naturel et de la production d'électricité associées à l'exploitation des sables bitumineux indique que la demande en gaz pourrait doubler, pour s'établir à environ un milliard de pieds cubes par jour d'ici 2015, et que le réseau électrique albertain pourrait compter sur environ 4,8 TWH d'électricité, également d'ici 2015. Ces chiffres représentent environ 7 % de la production gazière de l'Alberta en 1999 et approximativement 9 % de sa capacité de production électrique.

Références

a) Oil and Gas Exploration and Extraction Evaluation Model (OGEEE), version 6.4, par CCH Consulting. Ce modèle prévoit les activités d'après les rapports historiques entre plusieurs variables comme le prix des matières premières, les flux de trésorerie, les réserves de ressources, les coûts d'investissement et d'exploitation et les taux de production ainsi que certaines variables financières comme les taux d'inflation, d'intérêt et de change.

Bibliographie choisie

Athabasca Oil Sands Developers, *Progress in Canada's Oil Sands*, juin 2000.

PIPELINES

7.1 Introduction

Ce chapitre traite de l'emplacement et de la capacité des pipelines servant au transport du pétrole brut au Canada et vers les États-Unis. On y présente également les projets de construction de pipelines annoncés pour assurer le transport de la production crossante de pétrole brut.

7.2 Centres de distribution de l'Alberta

Les divers pipelines d'amenée qui recueillent et transportent le bitume fluidifié et le brut synthétique produits dans le nord de l'Alberta convergent sur deux principaux centres de distribution, ou terminaux, situés à Edmonton et à Hardisty (Figure 7.1). De ces centres, le brut est expédié en lots séparés dans de grands pipelines vers les divers marchés du Canada et des États-Unis.

Le centre de distribution d'Edmonton a une capacité de stockage d'environ 900 000 mètres cubes[1] et reçoit divers types de brut acheminés par de nombreux pipelines d'amenée. Ces bruts sont réexpédiés ailleurs via deux grands pipelines, un exploité par Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), qui est le plus important transporteur de brut vers les marchés de l'est du Canada et des États-Unis, et l'autre par Trans Mountain Pipe Line Ltd. (Trans Mountain), qui assure le transport du brut sur la côte ouest du continent. Dans de nombreux cas, le pétrole brut léger provenant des pipelines d'amenée est mélangé à d'autres productions et expédié sous forme de produit composite.

Le centre de distribution de Hardisty se trouve à 220 kilomètres au sud-est d'Edmonton et relie plusieurs pipelines d'amenée au grand pipeline d'Express Pipeline Ltd. (Express) et au réseau d'Enbridge. Sa capacité de stockage s'élève à environ 740 000 mètres cubes.

De nombreux projets de construction de pipelines ont été achevés récemment ou sont à différents stades d'achèvement ou encore sont en attente d'autorisation pour écouler une production additionnelle de brut synthétique et de bitume qui devrait atteindre 190 000 m^3/j avant 2010.

7.3 Pipelines d'amenée

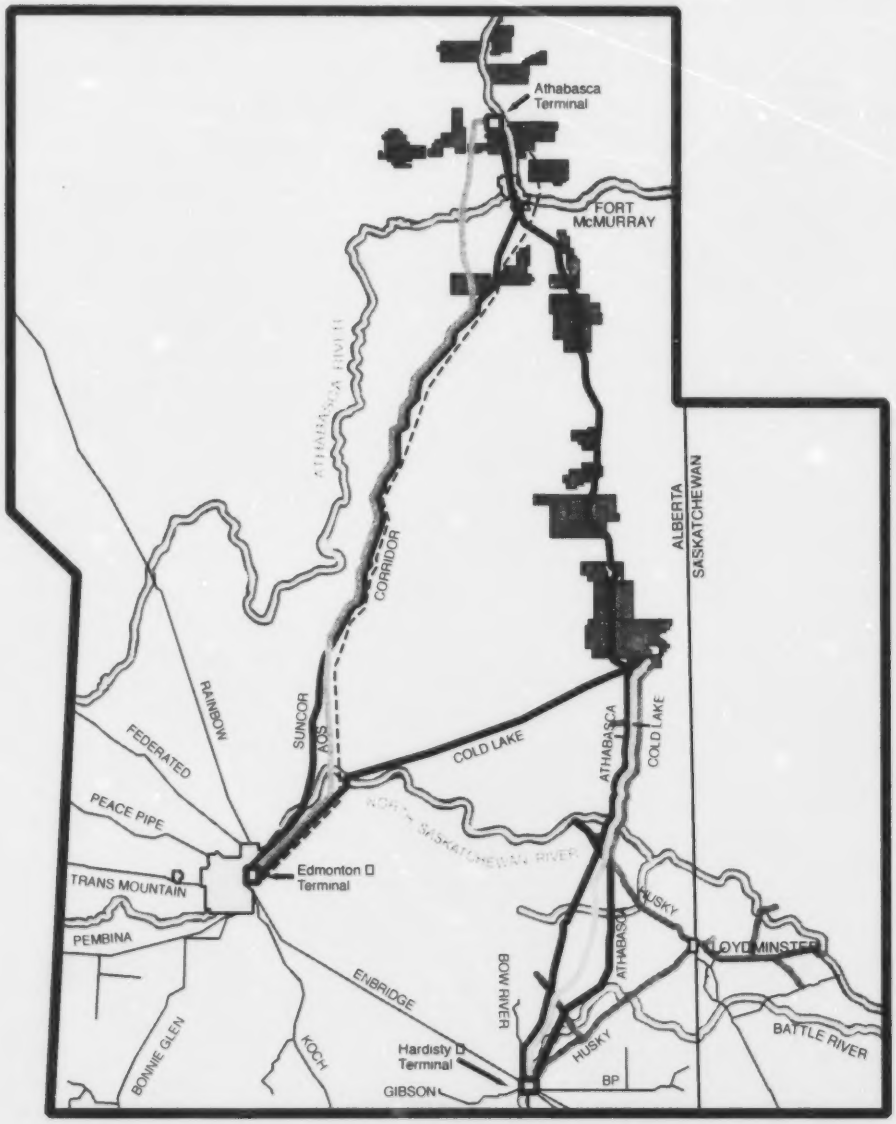
Pipeline Alberta Oil Sands

Le pipeline Alberta Oil Sands (AOS), propriété d'AEC Pipelines, relie à Edmonton les installations de Syncrude de Fort McMurray et comporte une dérivation vers la raffinerie Scotford de Shell près d'Edmonton. D'une capacité de 37 800 m^3/j à l'origine, le pipeline AOS peut transporter 43 700 m^3/j depuis 1998.

1 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

FIGURE 7.1

Pipelines d'amenée



Pipeline Athabasca

Le pipeline Athabasca, propriété d'Enbridge, a été mis en service au printemps de 1999. Cette canalisation de 76 centimètres de diamètre peut transporter environ 15 900 m³/j de brut synthétique et de bitume fluidifié de Fort McMurray aux terminaux d'Enbridge et de Koch à Hardisty en passant par Cold Lake.

Ce pipeline pourrait acheminer jusqu'à 90 500 m³/j avec l'ajout d'autres stations de pompage. L'accroissement de capacité aura lieu seulement lorsque des accords auront été conclus avec les expéditeurs.

Pipeline Cold Lake

Le réseau pipelinier de Cold Lake, propriété d'AEC Pipelines L.P., de Koch Pipelines Canada L.P. et de CNRL, a une capacité de 40 900 m^3/j. Ce partenariat a conclu des contrats longue durée de transport avec Imperial, AEC, CNRL et Koch. Le réseau se compose d'un pipeline de 60 centimètres de diamètre servant au transport de bitume fluidifié de la région de Cold Lake jusqu'à Edmonton et d'une canalisation de 30 centimètres pour le retour de diluant au point d'origine.

Pipeline Pelican Lake

Le pipeline Pelican Lake, propriété d'AEC, de CNRL, de PanCanadian et de Chevron Canada, a une capacité de 23 800 m^3/j. Il transporte du brut lourd fluidifié de Pelican Lake aux terminaux de Wabasca et de Mitsue et est raccordé au pipeline Rainbow qui dessert le centre de distribution d'Edmonton. Achevé en juin 1998, ce pipeline a commencé à transporter du brut à raison de 4 800 m^3/j.

Pipeline ECHO

Le pipeline ECHO, d'une capacité de 8 600 m^3/j, est la propriété de CNRL et de Gibson Petroleum Company Ltd. Long de 150 kilomètres, ce pipeline sert au transport de brut lourd de la région d'Elk Point au sud de Cold Lake vers le terminal de Gibson à Hardisty. D'un diamètre de 30 centimètres, ce pipeline a la particularité de ne pas être isolé et de compter sur une station de pompage-relais/réchauffeur à mi-parcours pour maintenir la température du brut à une valeur permettant son transport sans ajout de solvant au point de départ. La fluidification du brut selon les spécifications des expéditeurs et les exigences des pipelines d'Enbridge et d'Express en aval se fait au terminal de Gibson à Hardisty.

Pipelines Husky

Pipelines Husky, propriété de Husky Oil, exploite plusieurs pipelines de collecte qui transportent du brut lourd fluidifié de Cold Lake et du centre-ouest de la Saskatchewan vers les installations de valorisation et de raffinage de la Husky à Lloydminster, Alberta, ou vers le centre de distribution de Hardisty.

Pipeline Manito

Le pipeline Manito est la copropriété de Murphy Oil Company Ltd. et de Van Horne Pipeline Limited. Il s'agit d'une canalisation de 25 centimètres de diamètre qui achemine du brut lourd fluidifié vers le sud au terminal de Kerrobert, Saskatchewan, où le produit est injecté dans le réseau d'Enbridge au moyen d'un petit pipeline de 10 centimètres de diamètre qui sert à l'expédition de condensat vers le nord, soit à Dulwich, Saskatchewan.

Pipeline Rangeland

Le pipeline Rangeland, propriété de BP, est alimenté par les pipelines de Fèderated, de Pembina et d'Imperial. Rangeland exploite entre Sundre et Rimbey un grand pipeline qui est raccordé au pipeline d'Imperial qui dessert la raffinerie de cette société à Edmonton. Rangeland a aussi un pipeline allant vers le sud, de Sundre jusqu'à la frontière du Montana où il se raccorde au pipeline Conoco alimentant Billings, Montana, et Salt Lake City, Utah. Le pipeline Rangeland transporte principalement du brut léger et des pentanes plus, mais il alimente également Billings en brut fluidifié de Cold Lake provenant du pipeline d'Imperial. D'une capacité de 16 500 m^3/j, le pipeline de Conoco alimente en brut les marchés de Great Falls et Billings au Montana. À Cutbank, Montana, le réseau

de Conoco croise le pipeline Front Range qui achemine le brut de Bow River soutiré du pipeline Milk River.

Le brut produit au Wyoming transite également par les pipelines de Conoco et d'ExxonMobil. Toutefois, en raison du déclin naturel de la production locale au cours des cinq à sept dernières années, seulement la moitié de la capacité de 11 600 m^3/j a été utilisée pour alimenter le marché de Billings.

Conoco exploite également un pipeline entre Guernsey, Wyoming, et Denver, Colorado, pour acheminer un maximum de 12 700 m^3/j de brut à la raffinerie Frontier de Cheyenne, Wyoming, et un maximum de 9 500 m^3/j aux raffineries de Conoco et d'Ultramar Diamond Shamrock dans la région de Denver.

Pipeline Bow River

Le pipeline Bow River, propriété de Koch Pipelines Canada LP, relie Hay River, Alberta, au pipeline Milk River de Murphy Oil plus au sud, lequel est raccordé au pipeline Front Range Pipeline desservant les marchés de Billings et de Salt Lake City. Le pipeline Bow River a une capacité de 15 900 m^3/j et sert au transport de brut lourd et moyen. Il comporte également un tronçon nord reliant Hay River au centre de distribution de Hardisty.

Koch envisage d'inverser le sens de pompage de l'un de ses trois pipelines desservant le nord et d'alimenter en brut lourd le marché de Billings au sud. Selon le type de brut à acheminer, ce pipeline aurait une capacité de 4 000 à 4 800 m^3/j. La mise en service aurait lieu au plus tôt au premier trimestre de 2001 pour répondre aux besoins de l'industrie de l'asphaltage.

Pipeline Milk River

Le pipeline Milk River, propriété de Murphy Oil Company Ltd., sert à alimenter le réseau de Conoco en brut provenant principalement des pipelines Bow River et Manyberries en passant par le pipeline Front Range dans le nord du Montana. Le pipeline Milk River a une capacité d'environ 15 900 m^3/j.

Pipeline Wascana

Le pipeline Wascana, propriété de Murphy Oil Company Ltd., a une capacité de 7 900 m^3/j. Il part du réseau d'Enbridge à Regina, Saskatchewan, traverse la frontière des États-Unis vis-à-vis la partie est du Montana et se raccorde à cet endroit au réseau Equilon. Le pipeline Equilon est raccordé au réseau Butte qui alimente en brut Guernsey ou Casper au Wyoming en passant par le pipeline Belle Fourche. Le brut expédié via le pipeline Wascana peut en bout de ligne aboutir à Salt Lake City ou à l'est, dans la région de Wood River, via le pipeline Platte.

Les pipelines Equilon et Butte ont chacun une capacité d'environ 17 500 m^3/j et alimentent les centres de distribution de Guernsey et de Casper à la fois en brut canadien et en brut américain.

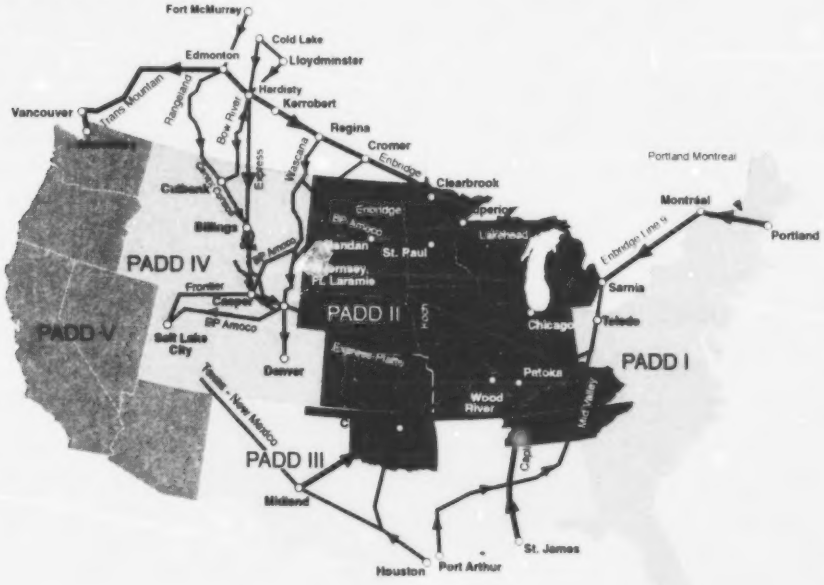
7.4 Grands pipelines

Enbridge Pipelines Inc.

Enbridge Pipelines Inc., propriété d'Enbridge Inc., a une capacité totale d'environ 350 000 m^3/j. Cette société est le principal transporteur de brut de l'Ouest canadien vers l'Ontario et les États-Unis (figure 7.2). Elle reçoit le brut à Edmonton et à Hardisty, Alberta; à Kerrobert et Regina,

FIGURE 7.2

Principaux marchés de brut et pipelines les desservant au canada et aux États-Unis



Saskatchewan; et à Cromer, Manitoba. Elle alimente les grandes raffineries de l'Ontario et de la région américaine des Grands Lacs, via le réseau de pipelines Lakehead. Cette région constitue le principal marché pour tous les types de brut canadien.

Enbridge transporte également des produits pétroliers raffinés d'Edmonton vers la Saskatchewan et le Manitoba, ainsi que des liquides du gaz naturel d'Edmonton, de Kerrobert et de Cromer vers Sarnia, Ontario et différentes villes du Midwest américain. Elle exploite quatre pipelines parallèles reliant Edmonton à Hardisty et aux États du Midwest américain. Indirectement, soit via ses branchements au réseau d'Express à Hardisty et au réseau Wascana à Regina, Enbridge dessert aussi la région américaine des Rocheuses.

Le réseau Lakehead, qui appartient à hauteur de 15,3 p. 100 à Enbridge, est raccordé au pipeline d'Enbridge à la frontière Canada/É.-U. dans le sud du Manitoba. Ce réseau alimente directement en brut l'important marché de Chicago, Illinois, et, plus au nord, Sarnia, Ontario. Il est raccordé à d'autres pipelines aussi, y compris le réseau Mustang Pipe Line Partners, à 30 p. 100 propriété d'Enbridge, qui achemine le brut de l'Ouest canadien aux centres de distribution de Patoka et de Wood River, Illinois. De plus, il est relié au pipeline Minnesota qui alimente les raffineries de Twin Cities, Minnesota.

Enbridge a dû exploiter son réseau sous un régime de répartition de l'espace pipelinier pendant la majeure partie des années 1990, conséquence des augmentations marquées de la production de brut lourd et synthétique. Aussi a-t-elle proposé trois agrandissements; le premier (Terrace Phase I) a été achevé au début de 1999, pour une capacité additionnelle d'environ 27 000 m^3/j.

Les phases II et III du projet Terrace donneraient au réseau Enbridge plus de capacité encore : la phase II, qui devrait se réaliser au dernier trimestre de 2001, ajouterait 6 300 m^3/j. Quant à la phase III, proposée pour le dernier trimestre de 2002, elle apporterait une capacité nouvelle de 22 200 m^3/j.

Il est à noter que le calendrier des travaux et l'ampleur des augmentation de capacité sont tributaires des engagements pris par les expéditeurs.

Si elle réalise toutes les phases du projet d'agrandissement Terrace, Enbridge pourra compter sur une capacité additionnelle de 55 500 m^3/j.

Trans Mountain Pipe Line Ltd.

Trans Mountain, une filiale de BC Gas Inc., a une capacité totale de 39 300 m^3/j. Cette société achemine le brut du centre de distribution d'Edmonton et de Kamloops, C.-B., vers la raffinerie de Chevron à Vancouver, C.-B. Elle transporte également des produits pétroliers raffinés dans les raffineries d'Edmonton vers les terminaux de Vancouver et de Kamloops. Trans Mountain expédie également du brut canadien aux raffineries de l'État de Washington via un pipeline affilié passant à Sumas, Washington, en plus d'alimenter d'autres raffineries de la côte ouest et d'outre-mer à partir de son terminal maritime de Westridge. Sa capacité d'exportation est estimée à 19 000 m^3/j. À l'heure actuelle, Trans Mountain ne transporte que de faibles quantités de brut synthétique.

Express Pipeline Ltd.

Le pipeline Express, copropriété et d'AEC, est un grand pipeline de 27 300 m^3/j de capacité mis en service en avril 1997. Il relie Hardisty aux marchés de Guernsey et de Salt Lake City. Express Pipeline possède également le pipeline Platte auquel il se raccorde à Casper. Au centre de distribution de Casper, le pipeline Platte prend en charge du brut canadien et américain provenant des pipelines de Conoco et d'ExxonMobil du Montana pour l'acheminer vers le marché de Wood River. Au Missouri, le pipeline Platte croise le réseau ARCO qui relie Cushing, Oklahoma, au marché de Chicago. Les terminaux de Platte à Casper et à Guernsey ont une capacité de stockage totale d'environ 254 000 mètres cubes.

Express Pipeline Ltd. se propose de desservir deux nouveaux marchés. Le premier est le Kansas, qui sera alimenté par le nouveau branchement de Holdrege, Nebraska, devant être mis en service d'ici décembre 2000. Ce branchement devrait pouvoir prendre en charge 1 600 m^3/j de la capacité combinée Express/Platte, donnant ainsi aux expéditeurs accès au marché de raffinage du Kansas qui totalise plus de 46 000 m^3/j. Le deuxième branchement, celui vers Billings, Montana, devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2001 et écouler 1 600 m^3/j vers les raffineries de cette ville qui ont une capacité de 23 800 m^3/j.

Par ailleurs, Express prévoit ajouter à sa capacité de base environ 7 900 m^3/j en janvier 2002, puis encore 9 500 m^3/j en janvier 2004, pour une capacité totale d'environ 44 400 m^3/j à Hardisty.

7.5 Nouveaux pipelines

La Figure 7-1 montre les pipelines d'amenée existants ainsi que ceux en projet. Ces derniers sont décrits ci-dessous.

Pipeline Corridor

Le projet Corridor de Trans Mountain comportera trois pipelines. Le premier alimentera la raffinerie de Shell à Scotford près d'Edmonton à partir du gisement de Muskeg River de cette société près de Fort McMurray, à raison de 34 100 m^3/j de bitume fluidifié. Le deuxième pipeline d'une capacité de 10 300 m^3/j servira à ramener le solvant au point de départ. La construction de ce nouveau réseau devrait être terminée en 2002.

Le troisième pipeline transportera 23 000 m^3/j de brut synthétique de la raffinerie de Scotford au centre de distribution d'Edmonton. Il comprendra une canalisation de retour permettant d'acheminer vers la raffinerie 19 000 m^3/j de charge d'alimentation additionnelle. Cette partie du réseau devrait également être achevée en 2002.

Selon Trans Mountain, on aurait également à transporter via ces pipelines la production des gisements de sables bitumineux exploités par Syncrude, Suncor, Shell et JACOS. Trans Mountain s'attend aussi à transporter le brut tiré des sables bitumineux par Pétro-Canada, Koch et Gulf.

Pipeline Cold Lake

Le réseau pipelinier existant de Cold Lake, qui sert au transport de brut à Edmonton, sera agrandi par l'ajout d'une nouvelle canalisation de 60 centimètres de diamètre pour le transport de brut lourd de Cold Lake à Hardisty où elle se raccordera au réseau Express, au terminal Koch de Hardisty et à d'autres installations. Ce nouveau pipeline, propriété d'AEC Pipelines L.P., de Koch Pipelines Canada L.P. et de CNRL, aura une capacité initiale de 31 750 m^3/j et doit entrer en service en janvier 2002. Par ailleurs, il est prévu d'étendre ce réseau vers le nord pour desservir le projet SGSIV d'AEC à Foster Creek.

7.6 Conclusion

À l'achèvement de tous les projets décrits ci-haut, on disposera d'une capacité de rabattement sensiblement augmentée pour le transport de brut synthétique et de bitume fluidifié vers les centres de distribution d'Edmonton et de Hardisty. La capacité de transport en grands pipelines du brut produit en Alberta augmentera de 45 900 m^3/j d'ici janvier 2004, si l'on va de l'avant avec tous les projets annoncés.

Les prévisions de production de brut synthétique et de bitume au cours des 15 prochaines années justifient la construction de nouveaux grands pipelines. Express et Enbridge ont annoncé des projets devant permettre de desservir des marchés importants en Ontario et dans les régions PADD II et PADD IV (tableau 7.1).

TABLEAU 7.1

Projets d'augmentation de la capacité de transport en grands pipelines

	Augmentation	Achèvement
Enbridge	6 300 m^3/j	4e trim. 2001
Express	7 900 m^3/j	Janvier 2002
Enbridge	22 200 m^3/j	4e trim. 2002
Express	9 500 m^3/j	Janvier 2004

Comme le rythme d'augmentation de la capacité pipelinière dépend des conditions du marché, il est difficile de prévoir avec précision l'ampleur des projets et leur calendrier de réalisation. Toutefois, on peut s'attendre à ce que les producteurs tentent de pénétrer les marchés les plus profitables qui ont toujours été l'Ontario et le Midwest américain, auxquels s'ajoute depuis peu la région PADD IV.

MARCHÉS

8.1 Introduction

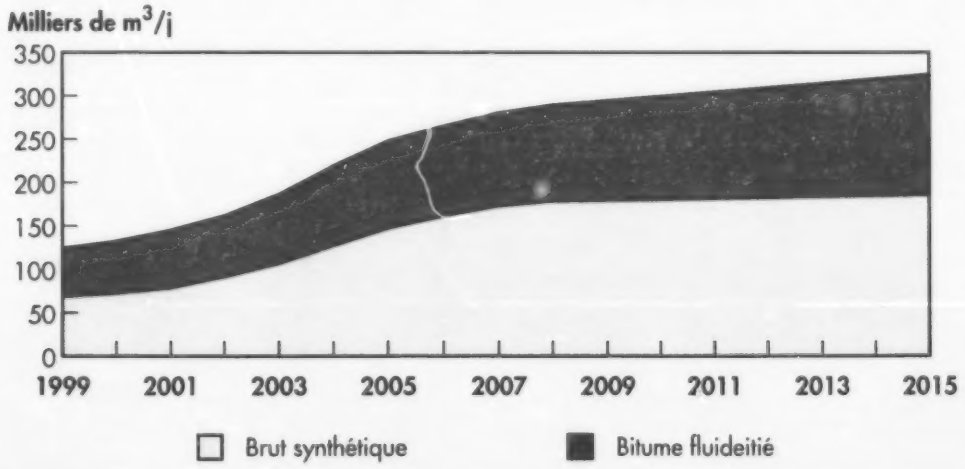
La production de pétrole brut synthétique et de bitume fluidifié canadiens a considérablement augmenté ces dernières années, et, comme on l'a vu au chapitre 6 - Offre de pétrole brut, cette tendance devrait s'accentuer tout au cours de la période de prévision (figure 8.1).[1]

Il convient toutefois de noter le fléchissement prévu de la production de pétrole brut léger classique et de ses équivalents au cours de la même période. Quant à la production de brut lourd classique, elle commencera elle aussi à décliner après 2003. Mais on s'attend que ces déclins soient compensés par l'accroissement des volumes de brut synthétique et de bitume fluidifié. C'est donc à l'accroissement net des volumes de brut synthétique et de bitume fluidifié qu'est consacré le présent chapitre (figure 8.2).

À l'heure actuelle, les trois quarts de la production de brut synthétique et de bitume fluidifié sont transportés vers des raffineries canadiennes, lesquelles fonctionnent quasi à pleine capacité. Par suite de l'inversion du sens de pompage du pipeline d'Enbridge entre Sarnia et Montréal (canalisation 9), le brut classique et le brut synthétique ont tous deux enregistré un recul sur les marchés canadiens, la plupart des raffineries ontariennes traitant désormais une part beaucoup plus grande de brut importé. Dans un tel contexte, le marché américain, où l'on enregistre une baisse des réserves indigènes de brut classique, constituera un débouché essentiel pour les volumes accrus de brut synthétique et de bitume fluidifié canadiens. Il sera donc nécessaire, vraisemblablement, de prospecter de nouveaux marchés aux États-Unis.

FIGURE 8.1

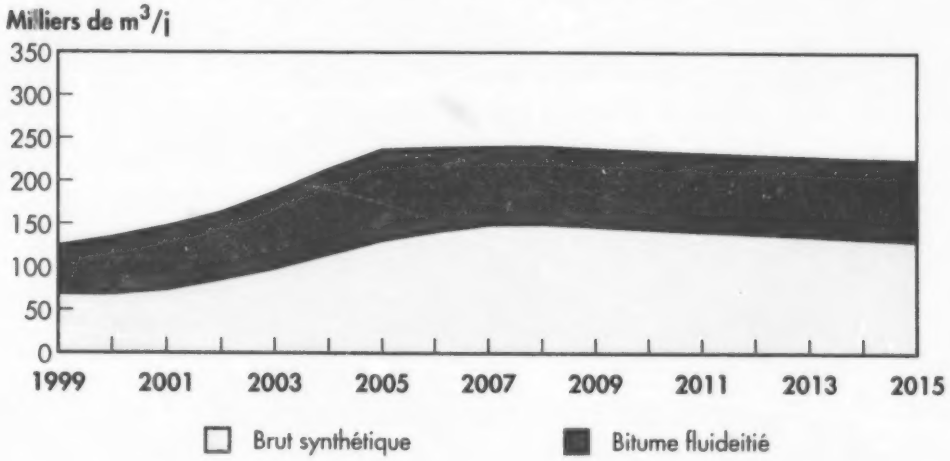
Production brute de brut synthétique et de bitume fluidifié



1 Un mètre cube (m³) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

FIGURE 8.2

Production nette de brut synthétique et de bitume fluidifié



Les régions PADD II et PADD IV représentent les principaux marchés capables d'absorber la nouvelle production de brut synthétique et de bitume fluidifié. Toutefois, comme on le verra plus loin, le taux de croissance de ces marchés dépendra de plusieurs facteurs.

Le présent chapitre examine les parts respectives des divers marchés de raffinage du brut synthétique et du bitume fluidifié, selon les statistiques de 1999 compilées par l'ONÉ. Il soupèse en outre les chances des producteurs de trouver de nouveaux débouchés pour leurs volumes additionnels de brut synthétique et de bitume fluidifié.

8.2 Raffinage/valorisation

Les États-Unis représentent le plus vaste marché potentiel pour les volumes croissants de brut synthétique et de bitume fluidifié produits au Canada. Mais à moins que les producteurs améliorent la qualité de ces produits ou que les raffineurs investissent pour améliorer leurs installations, ce marché risque d'être rapidement saturé.

Le pétrole brut synthétique est une charge d'alimentation à faible teneur en soufre, qui ne comporte aucun mazout résiduel. Son rendement n'est donc pas comparable à celui du brut léger classique non corrosif, et les raffineries traditionnelles ne peuvent en traiter de grandes quantités. Le brut synthétique est habituellement traité dans des installations de craquage de brut léger, où il compte en général pour moins de 30 p. 100 de la charge totale de brut traité. Il représente un piètre distillat, d'où un rendement inférieur de produits de craquage.

Si les raffineurs apportaient des modifications à leurs installations, le marché américain pourrait absorber plus de brut synthétique. Ainsi, les raffineries actuellement spécialisées dans le traitement du brut léger pourraient assez facilement être adaptées au traitement du brut synthétique : il suffirait de leur adjoindre des installations d'hydrocraquage. Autre avenue possible, l'amélioration de la qualité du brut synthétique en amont. Par exemple, si on pouvait porter l'indice de cétane des combustibles diesel à au moins 40 et améliorer le point de fumée du distillat, la mise en marché du brut synthétique serait grandement facilitée. De plus, l'hydrotraitement améliorerait la qualité du distillat et des fractions de gazole.

Le bitume, très lourd et visqueux, doit être mélangé avec un diluant avant d'être acheminé vers les marchés de raffinage. Les raffineries devront augmenter leur capacité de transformation pour pouvoir recevoir les volumes croissants de bitume fluidifié. L'augmentation de la capacité des raffineries qui traitent déjà le bitume fluidifié et la conversion de raffineries spécialisées dans le traitement du brut léger sont des solutions envisageables. La valorisation à la source du bitume fluidifié est une autre possibilité. L'intérêt de ces options est fortement lié à divers facteurs économiques et notamment au différentiel de prix entre le brut léger et le brut lourd.

Le différentiel de prix entre le brut léger et le brut lourd, tel que représenté par l'écart entre le prix du brut léger Par à Edmonton et celui du « Lloydminster blend » à Hardisty, dépend de multiples facteurs, dont les fluctuations saisonnières de la production et les quantités disponibles de chaque catégorie de brut. Lorsqu'une production accrue de bitume fluidifié arrivera sur le marché du raffinage, on pourrait connaître des périodes d'offre excédentaire sur les marchés traditionnels du brut lourd. On risque alors de voir l'écart des prix se creuser, ce qui pourrait inciter les raffineurs à moderniser leurs installations. Pour que les raffineries du Midwest américain soient encouragées à accroître leur capacité de conversion de produits résiduels, le différentiel de prix entre le brut léger et le brut lourd doit se maintenir à au moins 6,00 $CAN le baril, et ce pendant une période prolongée.

Un autre facteur qui pourrait inciter les raffineries à accroître leur capacité est le nouveau règlement du gouvernement canadien, qui limite à 150 ppm la teneur en soufre de l'essence automobile à compter de juillet 2002, et à 30 ppm à compter de 2005. Les raffineries seront donc obligées d'investir dans leurs installations, et on s'attend que de nombreux raffineurs canadiens se conformeront tout de suite à la règle du 30 ppm, afin de minimiser leurs dépenses d'investissement. La plupart des raffineurs des États-Unis devront également consentir de lourds investissements pour se conformer aux nouvelles règles environnementales édictées par le gouvernement américain. Avec ces dépenses en perspective, la question se pose à savoir si les raffineurs voudront procéder en un seul temps à des modifications destinées à leur permettre, d'une part, de respecter les nouvelles normes environnementales et, d'autre part, de traiter une gamme élargie de pétroles bruts.

8.3 Marchés du brut canadien

8.3.1 Ouest du Canada

TABLEAU 8.1

Marchés du brut canadien - 1999 (m³/j)

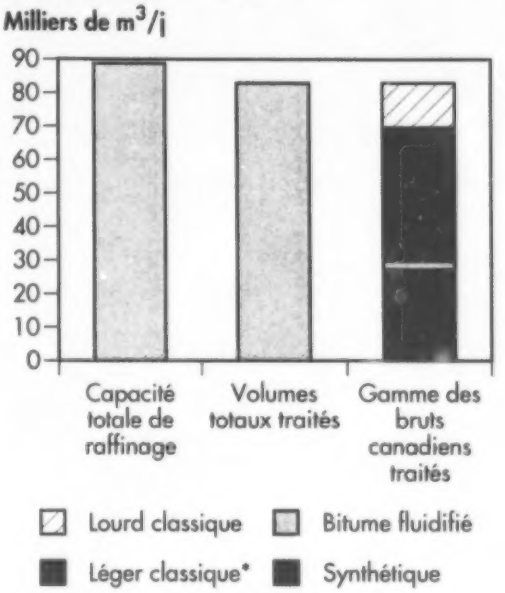
Marché	Capacité de raffinage	Volumes traités	Brut léger canadien[1]	Brut lourd canadien	Brut synthétique canadien	Bitume fluidifié canadien
Ouest du Canada	88 800	83 016	39 841	13 333	27 302	2 540
Est du Canada - total	216 200	199 206	49 365	14 444	8 571	3 175
Est du Canada - Ontario	87 500	74 000	35 050	14 444	8 571	3 175
PADD I	269 000	255 556	18 722	5 183	1 011	25
PADD II	574 500	574 500	34 740	55 105	14 692	23 842
PADD III	1 198 900	1 197 816	255	0	0	0
PADD IV	85 800	84 247	12 235	20 639	2 119	2 287
PADD V	491 200	477 550	9 704	27	13	56

1 Comprend les condensats et les pentanes plus
Source Statistique Canada, Office national de l'énergie et l'Energy Information Administration des États-Unis

En 1999, l'Ouest du Canada était le plus important marché de raffinage de brut synthétique, avec ses neuf raffineries : Chevron, Co-op, Husky (2), Imperial, Moose Jaw Asphalt, Parkland, Petro-Canada et Shell. La capacité combinée de toutes ces raffineries était d'environ 88 800 m^3/j, dont 30 p. 100 de brut synthétique et 3 p. 100 de bitume fluidifié (figure 8.3).

FIGURE 8.3

Ouest du Canada arivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

Comme on l'a évoqué ci-dessus dans la section Raffinage/valorisation, malgré l'abondance du brut synthétique, nombre de raffineries ne peuvent en accepter une part supérieure à quelque 30 p. 100 de leurs volumes globaux de brut, en raison de problèmes liés à la qualité. Toutefois, les coûts de transport associés à l'achat du brut synthetique sont relativement faible lorsque la refinerie est rapproché du lieu du production. Ainsi, de faibles coûts de transport, le déclin de la production de brut léger classique et l'apparition de nouvelles technologies de valorisation du brut synthétique sont autant de facteurs qui devraient permettre aux producteurs d'accroître leur part du marché de l'Ouest canadien, à condition qu'ils améliorent la qualité de leurs produits.

Le bitume fluidifié ne représente actuellement que 3 p. 100 du volume de brut traité par les neuf raffineries de l'Ouest du Canada. On peut toutefois penser qu'il pourrait occuper une plus grande part du marché, au détriment du brut lourd classique. Pour cela, cependant, d'importantes modifications devraient être apportées. Les installations de raffinage devraient faire l'objet de travaux d'expansion ou encore le bitume fluidifié pourrait être partiellement valorisé in situ.

Là encore, on a tendance à favoriser le brut lourd classique, car il donne un asphalte de meilleure qualité. Donc, pour autant que l'offre de brut lourd classique soit suffisant, il est peu probable que le bitume fluidifié puisse lui faire véritablement concurrence avant 2015.

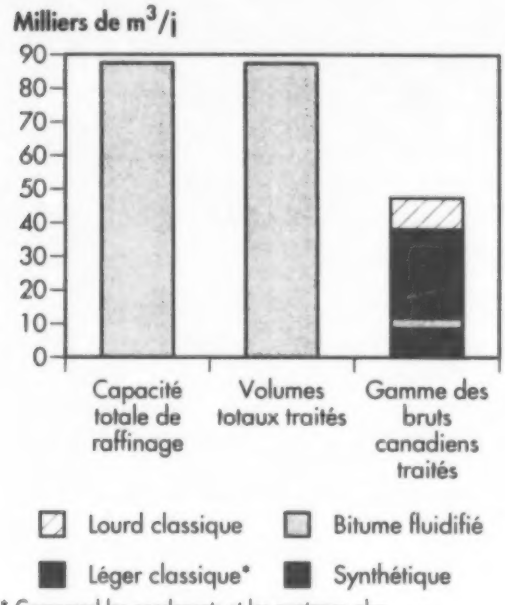
8.3.2 Est du Canada

On compte douze raffineries dans l'Est du Canada; mais le brut synthétique et le bitume fluidifié ne sont pas transportés plus loin qu'en Ontario. L'Ontario compte six raffineries, dont la capacité de raffinage combinée atteint 87 500 m^3/j (figure 8.4). Ces raffineries appartiennent à Imperial (2), Nova, Petro- Canada, Shell et Sunoco.

Ensemble, dans la gamme des bruts traités, les raffineurs ontariens traitent actuellement, dans la catégorie du « brut », 12 p. 100 de brut synthétique et 4 p. 100 de bitume fluidifié. En 1999, le brut léger classique comptait pour plus de 62 p. 100 des volumes traités par les raffineries ontariennes; 23 p. 100 de ce brut était importé. L'Office prévoit une hausse du pourcentage de brut importé par rapport au niveau de 1999, suite à l'inversion du flot du pipeline d'Enbridge entre Sarnia et Montréal (canalisation 9).

FIGURE 8.4

Ontario arrivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

Il est encore possible pour le brut synthétique d'accroître sa part de marché en Ontario. On a déjà craint la fermeture de trois raffineries de l'Est du Canada, lesquelles hésitaient à faire les investissements nécessaires pour rendre leurs installations conformes aux nouvelles normes sur la teneur en soufre de l'essence automobile. Mais toutes ces raffineries fonctionnent présentement à quasi pleine capacité, ce qui ne devrait pas se démentir à court terme. De plus, avec le développement de nouvelles technologies qui permettent de réduire la teneur en soufre de l'essence, on estime maintenant que les raffineurs seront disposés à investir les sommes nécessaires à la modernisation de leurs installations, pour se conformer aux nouvelles règles environnementales. En même temps qu'ils planifieront ces investissements, les raffineurs pourraient prévoir d'augmenter leurs achats de brut synthétique. Une expansion significative des marchés du bitume fluidifié est toutefois peu probable.

8.3.3 États-Unis

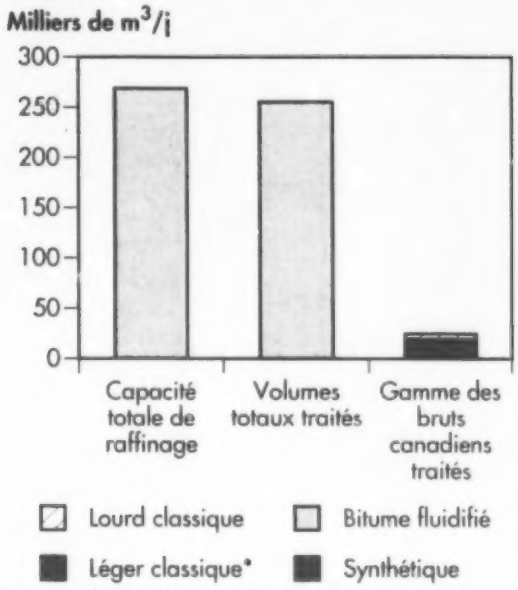
Le marché des États-Unis se subdivise géographiquement en cinq « PADD » (*Petroleum Administration for Defence Districts*) (figure 7.2).

Les sociétés désireuses d'exporter du brut canadien doivent d'abord obtenir l'autorisation de l'Office. De septembre 1973 à juin 1985, le Canada a imposé des contrôles sur les exportations, qui tenaient compte de la réglementation des prix du pétrole sur le marché intérieur et des fluctuations des marchés internationaux. Toutes les exportations de pétrole étaient assujetties à la délivrance, par l'Office, d'une licence qui imposait des restrictions aux conditions des contrats, notamment en ce qui a trait aux volumes et aux prix des produits. Elles étaient également assujetties à des taxes, qui visaient à combler l'écart entre les prix intérieurs, réglementés, et les prix sur les marchés d'exportation.

La déréglementation des exportations, en 1985, a marqué la fin du rôle de l'Office dans la fixation des prix du pétrole exporté. Celui-ci délivre, en réponse à une demande, des ordonnances à court terme qui ne comportent aucune restriction en ce qui a trait aux volumes ou aux prix des produits. Les exportateurs peuvent aussi demander une licence à long terme, mais toutes les exportations se font aujourd'hui aux termes d'ordonnances à court terme non restrictives. De fait, depuis la déréglementation, l'Office n'a reçu aucune demande de licence à long terme. L'Office surveille les volumes et les prix des exportations afin de suivre l'évolution du marché du pétrole. Les paragraphes ci-après se fondent sur ces observations pour exposer le point de vue de l'Office sur les marchés d'exportation potentiels pour le brut canadien non classique.

FIGURE 8.5

PADD I arrivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

Marché PADD I

Le marché PADD I comporte 12 grandes raffineries, soit celles de American, BP Amoco, Coastal, Motiva, Pennzoil, Sunoco (2), Tosco (2), United, Valero et Young. Leur capacité de raffinage combinée s'élève à environ 269 000 m³/j, dont des pétroles bruts composés principalement de produits importés et de certains produits acquis sur le marché intérieur (figure 8.5). Les raffineries du PADD I ont importé, en 1999, plus de 190 000 m³/j de brut, dont 24 941 m³/j du Canada. Une grande partie de cette production provient de la côte est du Canada.

Le marché PADD I n'absorbe pour le moment qu'une petite quantité du brut synthétique canadien, et on ne s'attend pas à une augmentation importante dans un avenir rapproché. C'est que sur ce marché, le brut synthétique du Canada subit la concurrence de brut étranger moins cher : pour accroître cette part de marché, il faudrait valoriser davantage le brut en amont et abaisser considérablement les prix.

Le bitume fluidifié est encore moins susceptible de trouver un créneau sur ce marché, car rares sont les raffineries dotées d'installations de cokéfaction. La possibilité de mettre en place de telles installations ces prochaines années a toutefois été discutée. Mais tout porte à croire que les raffineurs du marché PADD I continueront de compter sur du brut classique de sources canadiennes et étrangères pour leur principale charge d'alimentation.

Marché PADD II

Le PADD II est le principal débouché américain du brut canadien. Il offre une capacité de raffinage combinée de 574 500 m³/j (figure 8.6). En 1999, 93 p. 100 des exportations de brut canadien étaient acheminées vers ce marché, soit 14 692 m³/j de brut synthétique et 23 842 m³/j de bitume fluidifié. Le PADD II absorbe davantage de brut synthétique et de bitume fluidifié que les autres marchés PADD combinés, et aucun autre marché canadien ou américain ne traite autant de bitume fluidifié que lui.

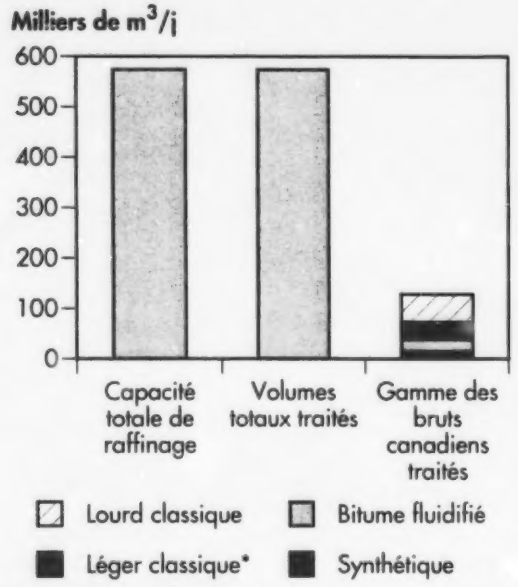
Le marché PADD II peut se subdiviser en quatre régions : Chicago, Wood River et PADD II méridional, Dakota du Nord/St. Paul/Superior, Toledo/Detroit.

Chicago

Les producteurs canadiens expédient leur brut vers le marché de Chicago via le réseau de pipelines Enbridge/Lakehead. Les quatre raffineries (BP Amoco, CITGO, Clark et ExxonMobil) de cette région ont une capacité conjuguée de raffinage de quelque 132 500 m³/j. Elles traitent également du brut transporté par pipeline depuis le centre du continent et la côte du golfe du Mexique. Chicago est la région du PADD II qui représente le plus gros marché pour le brut canadien, et celle qui serait le

FIGURE 8.6

PADD II arrivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

plus susceptible d'absorber la production supplémentaire de brut synthétique et de bitume fluidifié canadiens. Mais pour que cette potentialité se réalise, la donne économique doit être telle que les raffineurs soient incités à délaisser leur fournisseurs américains ou étrangers pour ménager une plus grande place au brut canadien.

Sur le marché PADD II, et en particulier à Chicago, le brut synthétique livre une concurrence directe au brut léger non corrosif de Louisiane (LLS, *Louisiana light sweet*), de qualité semblable à celle du brut synthétique. Actuellement, le LLS occupe une plus grande part du marché PADD II que le brut synthétique, car il est plus facile à raffiner. Mais si le brut synthétique était davantage valorisé en amont, et que son prix était légèrement abaissé, il serait en mesure de se tailler une plus grande place sur le marché de Chicago. De plus, la côte américaine du golfe du Mexique est une source importante de brut classique corrosif léger : sa production devrait s'accroître de 111 000 m³/j d'ici 2002. Cela pourrait rogner la part de marché du brut canadien léger, mais on peut tout de même s'attendre à ce que le gros de cette production soit raffinée sur le marché PADD III.

Le bitume fluidifié est un brut peu prisé sur le marché de Chicago. Présentement, seulement 9 700 m³/j y sont traités, tandis que le brut lourd classique compte pour 36 600 m³/j des charges traitées par les raffineries de la région de Chicago. D'une part, ces raffineries disposent à l'heure actuelle d'un approvisionnement suffisant de brut classique, et d'autre part, on s'attend à un déclin important de la production canadienne de brut lourd classique au cours de la période de prévision. Mais il est peu probable que les bitumes fluidifiés accroissent leur part du marché de Chicago jusqu'à ce que les différentiels de prix rendent l'adaptation des raffineries économiquement intéressante.

Wood River et PADD II méridional

La région de Wood River et du PADD II méridional présente des possibilités d'expansion pour le marché du brut synthétique et du bitume fluidifié. On compte trois grandes raffineries à Wood River : Clark, Equilon et Marathon Ashland. Les producteurs canadiens, via le réseau de pipelines Express/Platte et l'interconnexion Enbridge/Lakehead/Mustang ont facilement accès à la région de Wood River, dont la capacité combinée de raffinage s'élève à environ 86 700 m³/j. Il existe en outre plusieurs autres raffineries à proximité de Wood River.

En raison de sa facilité d'accès, cette région est devenue un marché intéressant pour le brut classique canadien, tant lourd que léger. Il existe, certes, une possibilité d'expansion du marché de Wood River, mais les producteurs de brut synthétique doivent affronter la concurrence du brut en provenance du PADD III : comme ces sources d'approvisionnement sont à proximité de Wood River, les coûts de transport s'en trouvent d'autant réduits. Il faudra améliorer la qualité du brut synthétique en amont et

en rendre le prix plus intéressant pour qu'il puisse faire des percées importantes sur ce marché. Toutefois, il est prévu que, à la faveur du déclin de l'offre de brut léger classique tant américain que canadien, le brut synthétique finira par pénétrer le marché de Wood River.

Pour ce qui est du bitume fluidifié, d'infimes volumes ont été traités en 1998; et d'après les données de l'Office, ce volume a été nul en 1999. On s'attend à ce que les raffineurs de Wood River acceptent de nouveau de petites quantités de bitume fluidifié et que les producteurs continuent de faire des percées sur ce marché.

Dakota du Nord/St. Paul/Superior

Le PADD II septentrional est desservi par le réseau Enbridge/Lakehead, le pipeline du Minnesota reliant celui-ci à la région de St. Paul, Minnesota/Superior et du Wisconsin. Le pipeline de BP Amoco rallie le marché du Dakota du Nord. Cette région comprend quatre grandes raffineries (BP Amoco, Koch, Murphy et Marathon Ashland), dont la capacité de raffinage combinée s'élève à près de 121 500 m^3/j. Ces quatre raffineries reçoivent plus de 75 p. 100 de leur approvisionnement en brut du Canada, et les trois usines les plus à l'est traitent une quantité importante de brut synthétique et de bitume fluidifié.

La concurrence du brut étranger est quasi inexistante dans cette région. Le brut synthétique est en concurrence avec le brut classique canadien et le brut américain, dont la production décroît régulièrement d'environ 4 p. 100 par année, et qui n'atteint pas facilement ce marché.

En 1999, le brut synthétique a accru de 12 p. 100 sa part du marché de St. Paul et Superior, par rapport à 1998. On prévoit une hausse soutenue de la demande de brut synthétique dans cette région, en raison de la complexité de ses raffineries.

Tel est aussi le cas du bitume fluidifié. En effet, le gros des livraisons de bitume fluidifié sur le marché PADD II va dans la région de St. Paul et Superior. Grâce à l'amélioration de quelques-unes des raffineries de cette région, le bitume fluidifié continuera à y occuper une large part du marché, et il pourrait même prendre la place d'une partie des importations de brut lourd.

Toledo/Detroit

Le pipeline Enbridge/Lakehead achemine le pétrole brut canadien vers quatre raffineries de la région de Toledo/Detroit. La capacité combinée de ces raffineries, exploitées par BP Amoco, Marathon Ashland (2) et Sun s'élève à environ 69 800 m^3/j. En 1999, elles ont traité près de 20 000 m^3/j de brut canadien.

Le brut synthétique compte pour environ 9 p. 100 du brut canadien expédié vers cette région. Elle pourrait en absorber davantage si le coût des produits américains venait à surpasser celui du brut synthétique canadien.

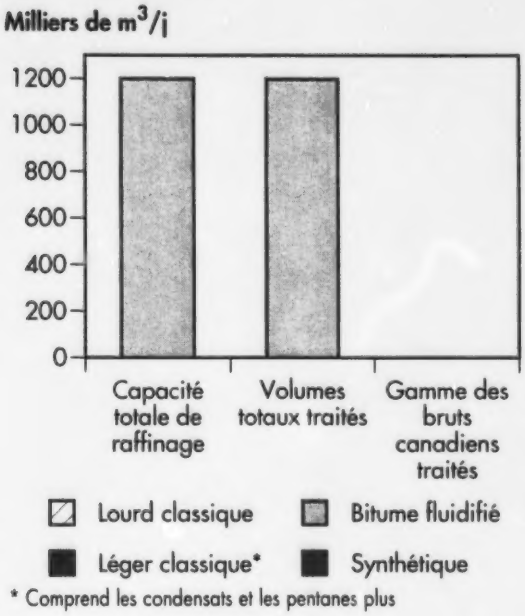
Le bitume fluidifié détient une infime part de marché dans cette région, les livraisons canadiennes représentant seulement 3 000 m^3/j. Mais si l'écart entre le prix du brut léger et celui du brut lourd se creusait suffisamment, cela pourrait décider les raffineurs à améliorer leurs installations; cet écart devrait toutefois être durable.

PADD III

Le marché PADD III comprend 50 grandes raffineries. La plupart sont de vastes installations d'une grande complexité. Ensemble, elles ont une capacité de raffinage de 1 198 000 m^3/j (figure 8.7). Le

FIGURE 8.7

PADD III arrivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

brut qui y est traité se compose surtout de bruts indigènes et importés d'ailleurs que du Canada. Le Canada y achemine à l'occasion, par pétrolier, de faibles volumes de brut léger classique; mais comme il s'agit d'un moyen de transport relativement coûteux, il est peu probable que l'on assiste à une augmentation des exportations canadiennes vers ce marché.

Pour la majorité des raffineries du PADD III, le golfe du Mexique est la principale source d'approvisionnement en brut léger corrosif classique. De plus, de nombreuses raffineries de cette région ont établi des coentreprises avec des pays producteurs. Le brut indigène et le brut importé devraient donc demeurer les principaux produits traités sur ce marché.

PADD IV

La capacité de raffinage combinée du marché PADD IV est de 85 800 m³/j (figure 8.8). Le brut canadien y est acheminé par le pipeline Express/Platte, le réseau Rangeland/Conoco et les pipelines Bow River/Cenex. N'ayant pas accès à la mer, ce marché est alimenté en brut exclusivement par des sources locales ou le Canada. Selon les statistiques de 1999 sur les exportations de l'Office, le brut canadien compte pour près de la moitié des produits traités par les raffineries du PADD IV. L'Office estime que le PADD IV pourrait absorber des quantités supplémentaires de brut non classique, si les producteurs amélioraient la qualité de leurs produits.

Le marché PADD IV se subdivise en trois régions : Montana, Utah et Colorado/Wyoming.

Montana

Le Montana compte quatre grandes raffineries : Cenex, Conoco, ExxonMobil et Montana Refining. Ensemble, leur capacité de raffinage atteint environ 28 000 m³/j. Du fait qu'il est situé à proximité des régions productrices du Canada, qu'il est enclavé et qu'il est accessible par pipeline, cet État reçoit une grande quantité de brut canadien. De fait, plus de 75 p. 100 du brut traité au Montana est canadien. Le brut synthétique comptait pour une faible proportion de ce volume en 1999; quant au bitume fluidifié, il représentait 2 200 m³/j.

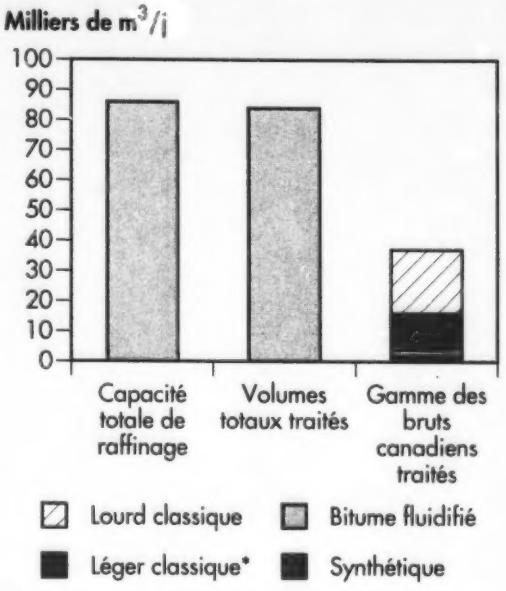
Compte tenu de l'épuisement des ressources locales, on peut prévoir une intensification de la demande de brut canadien dans cette région, et particulièrement de brut synthétique et de bitume fluidifié. Avec le prolongement prochain de la ligne de collecte principale Express dans la région de Billings, plus de 3 000 m³/j de brut synthétique pourraient immédiatement s'ajouter aux types de brut déjà traités par ces raffineries.

Il sera également possible de commercialiser le bitume fluidifié au Montana, car les raffineries sont relativement complexes, et qu'elles sont en mesure d'accepter des charges d'alimentation lourdes. De

fait, 20 p. 100 du pétrole brut lourd acheminé au Montana est du bitume fluidifié.

FIGURE 8.8

PADD IV arrivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

Utah

L'Utah offre une capacité de raffinage combinée d'environ 24 600 m³/j, répartie entre quatre raffineries : BP Amoco, Chevron, Flying J et Phillips. Les raffineries de cet État traitent surtout du brut indigène, le brut canadien représentant seulement le quart de sa charge de brut (environ 5 740 m³/j). Mais l'offre locale de brut décline à un rythme d'environ 4 p. 100 par année, et si la dualité est améliorée, il est probable que les raffineurs accorderont une plus grande place, dans leur gamme de produits, au pétrole brut synthétique, dont le volume traité s'élevait à 2 000 m³/j en 1999.

L'Utah traite peu de bitume fluidifié pour l'instant, car ses raffineries, relativement simples, conviennent surtout au traitement de pétroles bruts légers. À moins de subir d'importantes modifications, ces raffineries ne pourront traiter des bruts plus lourds.

Colorado/Wyoming

Les cinq raffineries du Colorado/Wyoming sont exploitées par Conoco, Frontier, Little America, Sinclair Oil et Ultramar Diamond Shamrock. Leur capacité de raffinage combinée est d'environ 33 200 m³/j. En 1999, les arrivages de brut canadien s'y sont élevés à plus de 10 000 m³/j. Les statistiques sur les exportations couvrant les deux dernières années révèlent une augmentation des volumes de brut synthétique et de bitume fluidifié canadiens acheminés vers ces raffineries, et, compte tenu du déclin de l'offre locale, on prévoit une expansion de la part de marché de ces produits.

PADD V

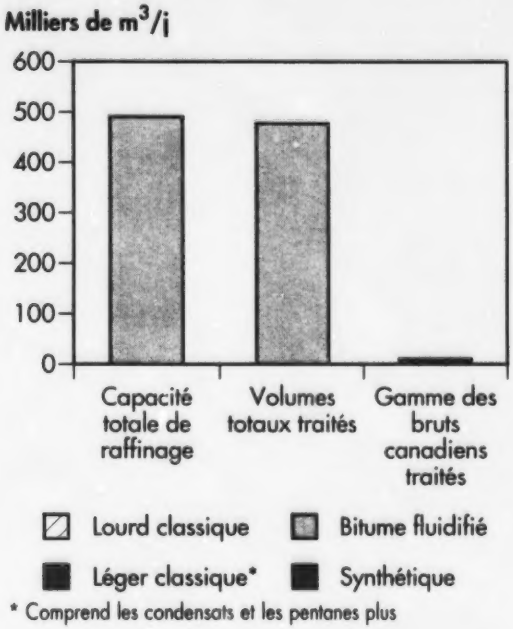
Le marché PADD V couvre une vaste région. Ses 26 raffineries ont une capacité de raffinage totale de 491 200 m³/j (figure 8.9). Parmi ces raffineries, seulement les sept situées dans l'État de Washington importent régulièrement du brut canadien; quant aux raffineries californiennes, elles acceptent à l'occasion des volumes ponctuels de produits canadiens.

Californie

Une très faible quantité de brut canadien est acheminée vers le marché californien. Comme celui-ci n'est pas accessible par pipeline, les expéditions doivent se faire par le pipeline Trans Mountain jusqu'au terminal maritime de Westridge, où les produits sont chargés à bord d'un pétrolier pour être transportés jusqu'en Californie. À moins que le brut canadien soit offert à beaucoup meilleur prix que le brut indigène et celui des autres sources étrangères, il est peu probable qu'il puisse augmenter sa

FIGURE 8.9

PADD V arrivages de pétrole brut canadien - 1999



* Comprend les condensats et les pentanes plus

part du marché californien.

État de Washington

Les raffineries de l'État de Washington appartiennent à BP Amoco, Equilon, Sound, Tesoro, Tosco et U.S. Oil. Leur capacité de raffinage totale est de 105 600 m³/j. De ce volume, quelque 10 000 m³/j de brut léger et de faibles quantités de pétrole lourd fluidifié proviennent du Canada.

Les raffineurs de cet État ont l'habitude de traiter les produits du versant nord de l'Alaska (ANS, *Alaskan North Slope*). Or l'ANS est en déclin et pour compenser ce déclin, ils devront se tourner vers d'autres sources de brut. Il est possible que dans cinq à sept ans, le brut synthétique se substitue partiellement aux volumes en provenance de l'ANS. D'ici là, les coûts demeureront les seuls facteurs de la concurrence entre le brut léger canadien et celui de l'ANS.

Il est peu probable que le bitume fluidifié trouve dans les raffineries de l'État de Washington un débouché intéressant, en raison de la configuration de celles-ci et de leur accès aux bruts classiques d'Alaska et de sources étrangères.

8.4 Concurrence des sources étrangères de brut

Le brut d'Amérique latine parvient aux marchés des États-Unis par la côte du golfe du Mexique. Le Vénézuela, éternel concurrent du Canada sur le marché du brut, s'apprête à produire un brut non corrosif, exempt de résidus, qu'il entend commercialiser sur la côte du golfe du Mexique. Même si ce nouveau brut coûtera moins cher à produire que les bruts canadiens, on ne croit pas que l'arrivée de ce produit entraînera une chute du prix global du marché du brut dans la région, ni que la part canadienne du marché PADD II sera menacée.

Le Mexique et le Vénézuela sont tous deux de gros producteurs de brut lourd, et le Vénézuela compte bientôt produire un brut corrosif lourd synthétique. Le coût des bruts vénézuélien et mexicain livrés à Chicago est depuis toujours plus faible que celui du brut canadien. Mais la plus grande part des exportations de ce brut est destinée à des raffineries de la côte du golfe du Mexique, en vertu d'ententes de coentreprise. Tout porte à croire que le marché PADD II demeurera un débouché marginal pour la production de ces pays, et qu'il demeurera dominé par le brut canadien. Il serait en effet surprenant que les producteurs étrangers sacrifient les prix de la côte du golfe du Mexique pour percer le marché du Midwest.

8.5 Évaluation globale des marchés potentiels du pétrole brut synthétique et du bitume fluidifié

La présente section expose les principaux facteurs à prendre en compte pour déterminer dans quelle mesure un marché peut absorber la production croissante de brut synthétique et de bitume fluidifié. Parmi ces facteurs figurent les nouvelles tendances qui marquent les marchés internationaux et nord-américains de même que les caractéristiques particulières des marchés du brut synthétique et du bitume fluidifié. Ces considérations déboucheront sur une évaluation globale de la probabilité de trouver des marchés pour les produits susmentionnés.

Partout dans le monde, la production de brut atteint sa pleine capacité ou presque. Le gros de la capacité de réserve se trouve dans les pays de l'OPEC, soit principalement en Arabie saoudite, au Koweit et dans les Émirats arabes unis, et celle-ci est surtout constituée de brut corrosif moyen et lourd. Comme la croissance de la demande de produits pétroliers concernera majoritairement les carburants de transport et que les installations de désulfuration sont présentement exploitées presque à capacité, on peut s'attendre, avec le temps, à un accroissement des différentiels de prix entre les bruts légers/lourds et les bruts corrosifs/non corrosifs. Un tel accroissement des différentiels pourrait fournir aux raffineurs un contexte propice à la mise en place de nouvelles installations pour traiter de plus grandes quantités de brut, y compris de brut canadien.

Au moins un des grands concurrents du Canada reconnaît la nécessité de la valorisation. À cet égard, le Mexique a récemment rendu public un projet triennal qui vise à alléger son brut lourd Maya, dans une volonté d'accroître le nombre des raffineries capables de traiter cette charge d'alimentation. Le procédé étudié consiste à soumettre le brut Maya à de l'hydrogène à haute température et sous forte pression, en présence d'un catalyseur.

Les raffineurs s'efforcent généralement d'accroître leurs rendements en améliorant leurs procédés et en apportant régulièrement des améliorations mineures à leurs installations. Il en résulte de faibles gains de capacité, que l'on désigne « étirement de la capacité ». Aux États-Unis, ce coefficient d'étirement varie généralement de un à deux pour cent par année, ce qui pourrait permettre le traitement de faibles volumes supplémentaires de brut synthétique et de bitume fluidifié canadiens. De même, on s'attend que la demande de produits pétroliers augmente à un rythme de un et demi à deux pour cent. Cette croissance, conjuguée au taux élevé d'utilisation de la capacité de production des raffineries américaines, donne à penser que l'on peut s'attendre que les raffineries procèdent à des améliorations de plus grande envergure.

Les raffineurs nord-américains feront des investissements massifs ces prochaines années pour se conformer aux nouvelles règles environnementales qui ont été annoncées et qui concernent la teneur en soufre de l'essence et du diesel automobile. Lorsqu'ils planifieront leurs investissements en vue d'atteindre ces objectifs, les raffineurs auront vraisemblablement le loisir de décider de la qualité du brut qu'ils comptent traiter dans l'avenir. Cela pourrait en retour les amener à planifier en même temps les travaux nécessaires à la fois pour respecter les nouvelles normes sur les carburants et pour s'adapter à d'autres qualités de brut.

Les raffineurs qui connaissent mal les caractéristiques du brut synthétique se refusent généralement à en traiter. C'est que le brut synthétique contient une plus grande proportion de distillats moyens que les autres bruts légers, et que les distillats traités sont de qualité inférieure. Malgré cela, lors du traitement de brut synthétique à des fins d'essai, les raffineries les plus complexes constatent souvent que ce produit s'intègre bien à leur gamme de bruts.

Les producteurs de sables bitumineux sont continuellement à l'affût de clients et de nouvelles stratégies de commercialisation de leurs volumes croissants de brut synthétique. Dans cet ordre d'idées, ils cherchent des solutions aux problèmes de qualité. Une solution serait que les producteurs valorisent partiellement le brut synthétique à la source de production et qu'il reste aux raffineurs à achever cette valorisation dans leurs raffineries.

L'Office estime qu'il existe des marchés capables d'absorber les volumes croissants de brut synthétique évoqués dans la présente évaluation. Une telle croissance des volumes est en effet à prévoir, tant dans l'Est que dans l'Ouest du Canada. De plus, le marché PADD V (surtout l'État de Washington) pourrait offrir de nouveaux débouchés, à la faveur du déclin de l'offre en provenance de l'ANS. Le PADD IV sera en mesure de traiter beaucoup plus de brut synthétique ces prochaines années. Toutefouis, le PADD II sera le marché principal pour l'augmentation de la production du brut synthétique. Il se peut que le marché américain puisse absorber davantage de brut synthétique que les volumes indiqués dans cette évaluation, mais cela supposerait probablement une baisse importante des prix du brut synthétique par rapport aux autres bruts légers. S'il devenait temporairement difficile de commercialiser les quantités croissantes de brut synthétique, il resterait la possibilité de diriger une partie du volume excédentaire vers le marché de l'Ontario, qui importe actuellement plus de 32 000 m^3/j de brut léger non corrosif. L'Office ne croit toutefois pas qu'il sera nécessaire de recourir à cette solution.

La probabilité de trouver des débouchés pour les volumes de bitume fluidifié mentionnés dans la présente étude semble, par contre, moins élevée que pour le brut synthétique. Il est possible que les projets annoncés ne se réalisent pas selon les calendriers indiqués. Récemment, par exemple, la société Husky Oil annonçait qu'elle reportait pour une seconde fois l'expansion de ses installations de traitement du brut lourd, disant s'interroger sur les nouveaux volumes de production auxquels il faut s'attendre ces prochaines années. Pour ce qui est de marchés précis, le Canada offre des perspectives limitées de croissance, et le marché PADD IV devrait pouvoir absorber des volumes supplémentaires de bitume fluidifié. On s'attend toutefois à ce que le gros des volumes soit commercialisé sur le marché PADD II.

L'Office est d'avis que l'on connaîtra presque immanquablement des excédents ou des déséquilibres temporaires de l'offre, lorsque les nouvelles installations de traitement in situ du bitume seront mises en service. Cela devrait toutefois entraîner un élargissement du différentiel de prix entre le brut léger et le brut lourd, lequel servira à son tour d'incitatif pour la mise en service de nouvelles unités de traitement. Au cours de la dernière décennie, des sommes massives ont été investies dans l'amélioration des raffineries aux États-Unis. Ces améliorations prenaient la forme d'une expansion des installations existantes et de l'installation de nouvelles unités de cokéfaction. On s'attend à ce que cette tendance se poursuive.

8.6 Conclusion

Le marché nord-américain se révèle de plus en plus réceptif à l'égard des volumes accrus de brut synthétique et de bitume fluidifié produits au Canada. La demande de ces produits est à la hausse et une quantité accrue de brut devra être traitée pour satisfaire cette demande. De plus, on s'attend à une baisse de la production de brut léger classique et de brut lourd classique, tant au Canada qu'aux États-Unis, pendant la période de prévision.

Selon l'évaluation faite par l'Office des divers débouchés possibles pour le brut synthétique, les nouveaux volumes seront vraisemblablement absorbés par le marché, même si cela nécessitait une baisse du prix de ce produit par rapport aux autres bruts légers. Avec le baril à 22 $, la production de

brut synthétique est d'environ 14 p. 100 supérieure à celle du scénario de référence; l'Office estime que ces volumes pourraient être commercialisés, mais il faudrait probablement offrir un meilleur rabais. La commercialisation ne poserait pas de problème avec le baril à 14 $, car on assisterait à un recul net de la production de brut synthétique.

Dans le cas du bitume fluidifié, la commercialisation semble moins certaine que pour le brut synthétique, et des déséquilibres temporaires de l'offre sont tout à fait concevables. L'Office estime toutefois que dans de telles circonstances, le différentiel de prix entre le brut léger et le brut lourd s'accroîtrait, ce qui constituerait un incitatif à l'installation d'unités de traitement, ce qui, en retour, éliminerait les déséquilibres de l'offre. Avec le baril à 22 $, la production de bitume fluidifié serait de 30 p. 100 supérieure à celle du scénario de référence. Il serait alors improbable que le marché puisse absorber ces volumes supplémentaires. Là encore, la commercialisation ne poserait pas de problème, avec le baril à 14 $, en raison du recul net de la production de bitume fluidifié.

ENVIRONNEMENT

9.1 Introduction

Ce chapitre expose un certain nombre de problèmes environnementaux associés à l'exploitation des sables bitumineux, aux principales pratiques industrielles contribuant à ces impacts, et aux systèmes et méthodes utilisés pour les gérer.

De façon générale, les processus d'exploitation des sables bitumineux peuvent être classés en opérations d'exploitation à ciel ouvert, d'extraction, de valorisation et de récupération in situ. Chacun de ces processus peut avoir des impacts sur l'environnement. Dans l'exploitation à ciel ouvert, les principaux problèmes environnementaux sont liés à la perturbation du sol durant l'exploration des gisements, la préparation des sites d'exploitation et la mise en production, à la productivité et à la stabilité des sols remis en état après l'épuisement de la mine, à l'utilisation et à la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines, et aux émissions dans l'atmosphère par l'équipement d'exploitation et la mine à ciel ouvert. Les problèmes liés à l'extraction comprennent les émissions atmosphériques des installations et véhicules d'extraction, le stockage et l'élimination des résidus, et les eaux résiduaires du traitement des sables et des résidus. Dans le cas de la valorisation, les principaux problèmes sont liés aux émissions dans l'atmosphère et aux déchets tels que le coke, les eaux usées et le soufre.

Le bitume peut également être récupéré in situ selon des techniques qui mettent en oeuvre de la vapeur ou des solvants pour le chauffer, le diluer et l'extraire. Les principaux problèmes liés à la récupération in situ sont la perturbation du sol et la fragmentation de l'habitat durant l'exploration, la préparation et l'exploitation du site (perturbations linéaires constituées par les lignes de sondage sismique, les routes, les pipelines, les plates-formes et installations de forage et d'exploitation et les corridors d'utilités), les émissions dans l'atmosphère, et l'utilisation et la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines.

9.2 Réglementation

9.2.1 Cadre réglementaire

En Alberta, l'exploitation des sables bitumineux est réglementée par l'EUB et Alberta Environment (AENV). L'EUB est régi par l'*Energy Resources Conservation Act et l'Oil Sands Conservation Act* (OSCA). L'autorité d'AENV est définie par l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (EPEA), la *Water Act* et la *Public Lands Act*. La législation impose à l'EUB et à AENV d'examiner les effets environnementaux des nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux et des projets d'agrandissement des installations existantes qu'ils sont appelés à autoriser. De plus, l'EUB et AENV ont la responsabilité de réglementer en permanence les exploitations de sables bitumineux. Pour coordonner les responsabilités de ces deux organismes de réglementation, un protocole d'entente (PE) a été signé en 1996. Ce PE décrit les responsabilités et les rôles respectifs de l'EUB et d'AENV dans l'examen des demandes d'exploitation des sables bitumineux et dans la réglementation des

exploitations existantes. Il décrit le processus d'autorisation coordonné à utiliser quand une demande doit être approuvée conformément à l'OSCA et à l'EPEA. Bien que l'EUB et AENV émettent des autorisations distinctes, les demandes sont intégrées pour qu'elles soient examinées de façon complémentaire, efficace et cohérente.

Dans ses dispositions touchant l'évaluation environnementale, l'EPEA oblige le demandeur d'un permis d'exploitation d'une mine ou d'une installation de valorisation produisant plus de 2 000 mètres cubes de bitume naturel par jour à procéder à une évaluation d'impact environnemental (EIA)[1]. Dans une EIA, les effets environnementaux potentiels du projet proposé sont évalués et, s'il y a lieu, des mesures d'atténuation sont proposées pour minimiser les impacts. L'EIA est soumise à AENV qui détermine si elle est complète et si elle répond aux exigences de l'EPEA. L'EIA peut également être soumise à l'EUB dans le cadre du processus d'autorisation de cet organisme.

Afin de déterminer si la proposition est dans l'intérêt public et devrait être acceptée, l'EUB examine, entre autres, les conséquences économiques, sociales et environnementales du projet. Cet examen peut donner lieu à des audiences publiques dans les cas complexes à l'endroit desquels des préoccupations ou objections ont été soulevées. Si l'EUB en vient à la conclusion que la proposition est dans l'intérêt public, elle produit un rapport décisionnel et approuve la demande. L'AENV délivre également des autorisations d'établir, d'exploiter et de remettre en état des sites de mise en valeur des sables bitumineux. Les autorisations de l'EUB et d'AENV peuvent imposer des mesures visant à atténuer, à éviter ou à corriger les effets nuisibles possibles, ainsi que des exigences et des conditions d'exploitation pour les sables bitumineux. Des organismes fédéraux peuvent également participer au processus provincial d'évaluation environnementale à titre d'autorités responsables ou de parties intéressées.

Une demande peut également nécessiter l'approbation d'un organisme du gouvernement fédéral; cela se produit généralement quand la demande met en cause la *Loi sur les pêches* ou la *Loi sur la protection des eaux navigables*, et par conséquent, la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Dans le processus fédéral d'évaluation environnementale, l'examen de la proposition peut faire l'objet d'une vérification ou d'une étude exhaustive, et même d'un examen public officiel ou d'une médiation. Par exemple, le projet d'exploitation minière de Muskeg River de Shell a fait l'objet d'une vérification de conformité à la LCEE par le ministère des Pêches et des Océans parce qu'il mettait en cause la *Loi sur les pêches*.

9.2.2 Initiatives multilatérales

Les groupes de travail réunissant l'industrie, les organismes de réglementation et le public sont des composantes importantes dans l'exploitation des sables bitumineux et la gestion environnementale. Plusieurs groupes régionaux ont été créés pour étudier et proposer des options concernant les impacts sociaux et environnementaux, entre autres :

La *Wood Buffalo Environmental Association* (WBEA)

La WBEA est une association communautaire multipartite créée dans le but de surveiller la qualité de l'air, y compris les concentrations ambiantes de polluants et les effets sur les milieux récepteurs, dans la région de Wood Buffalo. L'industrie, les Premières Nations, les gouvernements régionaux et provincial et les groupes d'intérêt environnementaux en font partie.

1 Un mètre cube (m^3) de bitume naturel équivaut approximativement à 6,3 barils ou une tonne métrique.

La Première Nation de Fort MacKay a contribué à l'établissement de la WBEA. La collectivité de Fort MacKay était préoccupée par les impacts environnementaux. Le gouvernement et l'industrie ont réagi en acceptant de participer avec la collectivité à un groupe de travail sur la qualité de l'air. En 1987, ce groupe a recommandé un dialogue continu et la recherche de consensus sur les préoccupations touchant la qualité de l'air et pour la résolution des problèmes. Ces recommandations ont mené à la formation du Regional Air Quality Coordinating Committee. Au printemps de 1997, ce comité est devenu la WBEA et a pris en charge l'exploitation d'un réseau consolidé de surveillance de la qualité de l'air dans la région. La WBEA a également élargi son mandat pour y inclure la surveillance des impacts sur l'environnement et la santé. Elle est également un membre actif de la Clean Air Strategic Alliance (CASA) incorporée en 1994 pour gérer les problèmes concernant la qualité de l'air en Alberta. Le programme régional de surveillance de la qualité de l'air élaboré par la WBEA fait partie du programme provincial de surveillance des impacts écologiques de la CASA.

Le Terrestrial Environmental Effects Monitoring Program est un sous-comité de la WBEA. Il a pour fonction de détecter les changements dans la composition chimique des sols et la croissance des arbres du fait des dépôts acides, ainsi que certains autres indicateurs de stress environnemental.

La *Cumulative Effects Management Association* (CEMA)

La CEMA est un groupe multilatéral créé en 1997 en vue d'élaborer des systèmes de gestion des effets cumulatifs du développement régional du nord de l'Alberta. Ce groupe sert de point de contact permanent pour les problèmes liés aux effets cumulatifs. Les parties intéressées régionales peuvent contacter la CEMA pour la saisir de nouveaux problèmes ou lui transmettre leurs préoccupations, leurs questions ou leurs commentaires sur l'évolution de problèmes régionaux.

Par l'intermédiaire de la CEMA, l'industrie et d'autres parties intéressées, y compris Environnement Canada et Alberta Environment, ont créé le NOx and SO_2 Management Working Group en 1999. Celui-ci a pour fonction de s'occuper des préoccupations liées aux effets cumulatifs des oxydes d'azote (NOx), du dioxyde de soufre (SO_2) et des composés organiques volatils (COV), d'établir les directives appropriées sur les concentrations ambiantes et les capacités de charge régionales, et de fixer des objectifs de gestion assortis de calendriers d'intervention et d'attributions de responsabilités aux parties intéressées. On s'attend à ce qu'un système de gestion des émissions de NOx et de SO_2 soit élaboré et mis en place d'ici le 31 janvier 2001.

Plusieurs autres initiatives régionales ont été lancées pour étudier et régler les problèmes environnementaux liés aux sables bitumineux :

- le Regional Aquatics Monitoring Program, qui est un programme multilatéral dont le mandat est de surveiller les milieux aquatiques dans la région des sables bitumineux;
- l'Alberta Oil Sands Community Exposure and Health Effects Assessment Program, qui recueille sur le terrain des renseignements sur l'exposition des résidents de municipalité régionale de Wood Buffalo aux contaminants atmosphériques, y compris des renseignements sur les effets sur la santé;
- le Heavy Metals Working Group, qui a été créé pour étudier la question des dépôts de métaux lourds dans la région des sables bitumineux, y compris le transfert des métaux lourds dans la chaîne alimentaire. Cinq métaux lourds sont spécifiquement examinés : le nickel, le vanadium, le mercure, l'aluminium et le cadmium;

- le Sustainable Ecosystems Working Group, qui a été créé pour orienter le développement régional et l'utilisation des ressources dans le sens du maintien des impacts cumulatifs en deçà de la capacité de charge de l'environnement. Trois sous-groupes ont été formés pour aider à fixer les objectifs pour les composantes « faune », « biodiversité » et « paysage »; et,
- le Surface Water and Fish Working Group, qui étudiera les besoins en débits affluents et l'intégrité de la rivière Muskeg et des autres rivières et cours d'eau de la région. Ses activités pourront inclure une étude scientifique de la méthodologie utilisée pour établir les besoins en débits affluents des bassins hydrographiques chargés de sédiments.

Le *Reclamation Advisory Committee* (RAC)

Le RAC est un groupe multilatéral qui a été créé au début de 1999 pour donner suite aux recommandations de l'Oil Sands Mining End Land Use Committee. Sa fonction est de faire des recommandations intégrées et cohérentes à l'échelle régionale en ce qui concerne la remise en état et l'utilisation appropriée des terrains. Ce comité sert de groupe directeur aux autres groupes de travail s'occupant des diverses utilisations des sols liées à l'exploitation des sables bitumineux, y compris l'élaboration de lignes directrices au besoin.

Le *Réseau canadien de recherche et de développement pour les sables bitumineux* (CONRAD)

CONRAD est un réseau de recherche-développement associatif créé en janvier 1994. Il regroupe des représentants de l'industrie, du gouvernement et du monde universitaire, et est financé par l'industrie. Bien que centré à l'origine sur les projets d'exploitation minière, CONRAD a par la suite élargi son domaine à la récupération in situ. CONRAD comprend maintenant cinq groupes de planification technique : exploitation minière, extraction, valorisation, environnement et récupération in situ. Chacun de ces groupes élabore un portefeuille de projets qui peut comprendre de la recherche fondamentale, de la recherche exploratoire, du développement de technologies ou de la mise en application des résultats de la recherche. Dans les quatre premières années, les membres de CONRAD ont investi environ 52 millions de dollars dans la recherche et le développement.[a]

9.2.3 Politiques et directives

La mise en valeur des sables bitumineux est également régie par les politiques et lignes directrices élaborées par les divers organismes de réglementation et groupes de travail multilatéraux. La *Regional Sustainable Development Strategy* (1999) crée un cadre de gestion des ressources servant à concilier le développement avec les impératifs de la protection de l'environnement. Autres exemples de politiques : le *Fort McMurray-Athabasca Oil Sands Sub-Regional Integrated Resource Plan* (1996) et la *Fish and Wildlife Policy for Alberta* (1982). Exemples de lignes directrices : *Alberta Ambient Air Quality Guidelines* (1997), *Recommandations canadiennes pour la qualité de l'environnement* (1999), *Approaches to Oil Sands Water Release* (1996), *Guidelines for Reclamation to Forest Vegetation in the Oil Sands Region* (1998), *Land Capability Classification for Forest Ecosystems in the Oil Sands Region* (1998) et *Guidelines for Wetland Establishment on Reclaimed Oil Sands Leases* (2000).

9.3 Problèmes environnementaux

9.3.1 Perturbation du sol

Dans l'exploitation minière des sables bitumineux, le sol est perturbé durant l'exploration du site et l'ouverture de la mine à ciel ouvert, qui supposent l'enlèvement du couvert végétal, de la terre végétale, des fondrières, du sable, de l'argile et du gravier. La construction de l'usine et de son infrastructure, telle que les routes et les corridors d'utilités, contribue également à perturber le sol. Quand l'exploitation est terminée, le sol perturbé doit être remis en état et régénéré. La récupération in situ aussi perturbe le sol : opérations de cartographie sismique, creusage des puits et construction de l'infrastructure, telle que les routes, les pipelines et les corridors de transport d'électricité.

Remise en état des sols

L'*Environmental Protection and Enhancement Act* de l'Alberta oblige les exploitants des sables bitumineux de remettre en état les sols perturbés par les opérations afin que ceux-ci puissent servir aux usages prévus. L'un des problèmes les plus ardus dans la remise en état des terrains perturbés par les exploitations minières est la régénération d'écosystèmes autonomes. Pour nourrir ces systèmes, le sol doit contenir la combinaison appropriée de sels, de limon et d'argile, de substances organiques et de nutrients. La structure du sol est également importante car elle a un effet sur les propriétés du sol et les processus qui s'y déroulent, par exemple l'érosion, l'infiltration, l'humidité disponible, l'aération, la pénétration des racines et la résistance mécanique. L'une des méthodes couramment utilisées pour remettre une surface perturbée en état est de la recouvrir d'un mélange de matières organiques (p. ex., du muskeg ou de la mousse de tourbe) et de matières minérales sous-jacentes. Ce mélange est placé sur le sol à remettre en état, lequel est généralement le sable résiduel ou un mort-terrain. Son utilisation sur d'autres types de sols, tels que les résidus composites, fait présentement l'objet d'un essai pilote sur place.

Syncrude et Suncor remettent les terrains en état et reconstruisent les aires épuisées, et ce, de façon continue. Des arbres et des arbustes sont plantés et du gazon est semé pour préparer le terrain. Jusqu'ici, Syncrude a planté environ 1,5 million de semis dans de nouveaux paysages. Depuis le début de l'exploitation minière en 1967, Suncor a planté environ 2,4 millions d'arbres et remis en état plus de 600 hectares de terrain.

Biodiversité

La remise en état des sols perturbés par l'exploitation des sables bitumineux a pour objectif, entre autres, de rétablir une diversité et une abondance d'habitats de qualité comparable aux niveaux antérieurs à la perturbation. Ultimement, la région devrait former un écosystème d'une capacité équivalente à celle qui existait avant l'exploitation. On prévoit que les initiatives multilatérales, telles que la CEMA et la Regional Sustainable Development Strategy d'AENV, permettront de s'attaquer à des problèmes tels que la gestion de la faune et les changements dans la biodiversité.

Fragmentation des habitats

La récupération in situ est souvent considérée préférable à l'exploitation à ciel ouvert du point de vue environnemental parce qu'il n'est pas nécessaire de déboiser de grands espaces ou de procéder à l'excavation du mort-terrain. Toutefois, le réseau de lignes de sondage sismique, de routes, de corridors de transport d'électricité, de pipelines et autres infrastructures nécessaires à l'exploitation peut perturber la faune, les terres humides et la végétation. Ce réseau de « perturbations linéaires » peut fragmenter les habitats : de vastes écosystèmes contigus peuvent être fragmentés en éléments de

tailles et de formes diverses. La fragmentation des habitats peut nuire à certaines espèces fragiles, et les routes et les corridors d'utilités peuvent également faciliter aux chasseurs et aux autres usagers récréatifs l'accès à des régions jusque-là inaccessibles.[b]

Pour résoudre le problème de la fragmentation des habitats, les exploitants in situ se tournent vers le progrès technologique. On sait, par exemple, que les puits horizontaux occupent 30 % moins d'espace en surface que les puits verticaux.[c] Aussi, les exploitants in situ adoptent-ils la filière du forage de puits horizontaux multiples à partir d'une seule et même plate-forme afin de réduire la perturbation des habitats fauniques et du couvert végétal. La mise en oeuvre de projets continus de remise en état permet de réduire la durée de la perturbation. À l'heure actuelle, les sociétés exploitantes cherchent à éviter les zones écosensibles dans la localisation de leurs chantiers de forage et installations de production.

L'industrie de la récupération in situ soutient que cette filière a des effets environnementaux moins nombreux que l'exploitation à ciel ouvert et est par conséquent préférable. Toutefois, d'autres groupes, tels que le Pembina Institute for Appropriate Development, ne sont pas de cet avis. Bien qu'ils reconnaissent que, sur une base individuelle, les projets de récupération in situ peuvent avoir des effets environnementaux moins nombreux qu'une exploitation à ciel ouvert, ils redoutent que les impacts cumulatifs de nombreux projets in situ puissent avoir d'importantes répercussions sur de larges pans de la province.[d] L'EUB et AENV croient que les initiatives multilatérales, telles que la Regional Sustainable Development Strategy, s'attaqueront de façon efficace aux problèmes environnementaux régionaux pouvant résulter de multiplication des projets de récupération in situ et d'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux du nord de l'Alberta.[e]

Gestion des résidus

L'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux et le procédé indissociable d'extraction du bitume à l'eau produisent des résidus en grande quantité. Les boues résiduaires des usines d'extraction contiennent de l'eau, du bitume résiduel, du sable, du limon et de l'argile, et des solvants. Elles sont pompées dans de vastes bassins ou étangs de décantation où le sable grossier se sépare rapidement de l'argile et du limon fins. Le limon et l'argile se déposent pour former une couche qui se solidifie très lentement. Quand celle-ci atteint une concentration de 30 % de matières solides en poids (après un à deux ans), elle forme ce que l'on appelle des « résidus fins mûrs ». Les étangs de décantation de Syncrude contiennent 350 millions de mètres cubes de boues non décantées accumulées depuis le début de l'exploitation en 1978, alors que Suncor a accumulé 90 millions de mètres cubes de résidus.[f]

Les principaux impacts environnementaux potentiels des étangs de décantation sont la migration des polluants via les eaux souterraines et le risque de contamination des eaux de surface et des sols avoisinants par d'éventuelles fuites. Pour éviter la contamination des eaux souterraines et des eaux de surface, on aménage les étangs de décantation de façon à prévenir les fuites attribuables à l'érosion, à la rupture ou au fluage de la fondation.[g] De plus, il existe des programmes de surveillance de la qualité des eaux visant à garantir l'intégrité des étangs. Jusqu'à récemment, on aurait réhabilité ceux-ci en les recouvrant d'eau pour former un lac artificiel.

Les recherches récentes sur les méthodes de remise en état par assèchement ont abouti à un traitement dans lequel du gypse est ajouté à une boue de résidus fins enrichis. Les *résidus composites* (RC) sont des combinaisons de résidus grossiers (du sable), de résidus fins mûrs (du limon et de l'argile) et de gypse formant un mélange dans lequel le sable et l'argile ne se séparent pas, mais qui se solidifie rapidement en libérant son eau (en moins d'un an). Cette rapide libération d'eau produit en peu de temps un dépôt de résidus composite dense (constitué de solides à 80 %) et permet de rétablir la zone d'élimination des résidus à l'état de site consolidé et circulable.[h]

Les sociétés d'exploitation des sables bitumineux, y compris Suncor, Syncrude et Shell, privilégient présentement les RC dans leurs stratégies de gestion des résidus. Toutefois, cette technologie en est toujours au stade du développement et de meilleures filières de gestion pourraient devenir réalisables et économiques à l'avenir. C'est la raison pour laquelle l'EUB demande à ces sociétés de soumettre des rapports d'avancement annuels sur leurs travaux de recherche-développement en la matière, jusqu'à la confirmation de la possibilité de réaliser un terrain ferme. Il leur demande également de continuer à tester d'autres technologies de gestion des résidus et de soumettre des rapports d'avancement de la recherche.[i]

L'une des solutions de rechange en cours de développement est la filière des « résidus épaissis » également appelée « technologie d'épaississement ». Selon cette technologie, on ajoute un floculant au mélange résidus-liquide pour le rendre plus épais que le mélange traditionnel d'eau et de résidus appelé « boue ». Comme les résidus contiennent alors moins d'eau et forment une masse plus consistante, l'espace nécessaire à leur élimination en surface est moins grand qu'avec les boues traditionnelles. De plus, les résidus épaissis se solidifient suffisamment en quelques jours pour supporter le poids d'un marcheur.

Selon toute probabilité, la réhabilitation des sites sera le résultat de l'application d'une combinaison de méthodes. Maintenant que l'industrie d'exploitation des sables bitumineux possède la technologie lui permettant de traiter les résidus fins, la recherche et le développement se poursuivront pour améliorer les méthodes et les rendre plus efficaces et plus économiques.

Gestion des eaux usées

Les eaux usées proviennent de plusieurs sources dans une exploitation de sables bitumineux. Il peut s'agit d'eaux d'exploitation et d'eaux de récupération. Les eaux d'exploitation comprennent les eaux libérées par les RC, les eaux de drainage de l'exploitation, les eaux de l'aquifère de fond, les eaux usées de cokéfaction et de traitement, les eaux usées résiduaires de systèmes d'épuration des eaux-vannes et les eaux de refroidissement. Les eaux de récupération comprennent les eaux libérées par les résidus fins, les eaux de ruissellement et de drainage provenant des tas de sable, des digues, des dépôts de RC, des dépôts de résidus fins, des amoncellements de coke, ainsi que des sites d'enfouissement et des amoncellements de soufre.

En vertu de *l'Environmental Protection and Enhancement Act* de l'Alberta, les sociétés d'exploitation des sables bitumineux doivent gérer leurs eaux usées aussi bien d'exploitation que de récupération. Chacun de ces types d'eaux usées nécessite des stratégies de gestion particulières qui sont déterminés par le moment de la libération et le volume d'eau libéré, ainsi que par les caractéristiques physiques, chimiques et toxicologiques des eaux en question. Quand celles-ci doivent être rejetées dans une masse d'eau, AENV exige que la qualité des eaux rejetées et des eaux réceptrices soit surveillée afin d'éviter une pollution inacceptable de ces dernières. Le traitement des eaux usées peut également faire partie des stratégies de gestion. Par exemple, les acides carboxyliques (acides napthéniques) constituent la principale source de toxicité de la phase aqueuse des résidus fins. Deux méthodes de traitement de l'eau des étangs de décantation de résidus fins sont présentement à l'étude : la biorestauration et l'électrocoagulation. Dans la biorestauration, les eaux sont traitées au moyen de bactéries et de nutrients dans des conditions aérobiques. Dans l'électrocoagulation, un courant électrique est utilisé pour déstabiliser et extraire les solides dissous et les solides en suspension, y compris les substances organiques, les sels inorganiques et les métaux lourds.[j] Par ailleurs, les eaux libérées par les RC peuvent être recyclées pour être réutilisées dans le processus de traitement des RC. La quantité d'eau recyclée à partir des dépôts de RC permet de réduire les prélèvements d'eau dans les rivières pour les besoins des procédés d'extraction.[k]

Le gouvernement et l'industrie ont formé l'Oil Sands Water Release Technical Working Group qui s'occupe du problème des eaux usées produites par l'exploitation des sables bitumineux. En 1996, ce groupe a publié un rapport intitulé *Approaches to Oil Sands Water Release* qui fournit au gouvernement et à l'industrie l'information nécessaire à la gestion des eaux usées, décrit les méthodologies connexes, et peut être utilisé pour l'élaboration de lignes directrices et procédures en la matière.

9.3.2 Utilisation et qualité de l'eau

L'exploitation des sables bitumineux, qu'elle se fasse à ciel ouvert ou in situ, nécessite de grandes quantités d'eau. Par conséquent, l'utilisation et la conservation de l'eau constituent un aspect vital de l'exploitation des sables bitumineux.

Eaux de surface

La principale source d'eaux de surface pour les opérations d'extraction et de valorisation des sables bitumineux est la rivière Athabasca, bien que d'autres cours et plans d'eau puissent être mis à contribution au moyen de canaux ou d'ouvrages de détournement selon l'emplacement du projet. Pour pouvoir utiliser des eaux de surface, l'exploitant doit obtenir une licence de la province. Cette licence stipule la quantité d'eau qui peut être retirée de la source, ainsi que la qualité et le débit d'évacuation des eaux rejetées. De plus, tous les exploitants des sables bitumineux sont tenus d'appliquer des programmes détaillés de gestion des eaux.

Quand un site est épuisé, un lac peut être créé dans l'excavation. Ces lacs sont appelés « lacs de Kettle ». Les exploitants des sables bitumineux doivent veiller à ce que les rejets de ces lacs soient au minimum conformes aux exigences réglementaires. Des programmes de surveillance ont été ou seront établis pour documenter les activités et les effets hydrologiques sur les cours d'eau liés aux opérations minières et aux conditions de fermeture. Ces programmes doivent mesurer les changements et fournir l'information permettant aux opérateurs de réagir à ces changements au besoin.

Eaux souterraines

Le principal problème que pose l'exploitation à ciel ouvert en ce qui concerne les eaux souterraines est la baisse de pression de l'aquifère de fond. On croit que cette baisse de pression pourrait avoir pour effet néfaste de réduire les réserves d'eaux souterraines. AENV exige que cette question soit abordée lors de l'étude des demandes de permis en application de l'EPEA. Tous les projets font également l'objet d'une surveillance visant à mesurer l'impact des opérations minières sur les masses d'eau et les terres humides adjacentes.

Dans le cas des projets de récupération in situ, la principale préoccupation touchant les eaux souterraines est le risque d'épuisement de ces eaux par les installations de récupération du bitume par injection de vapeur. En raison de la multiplication prévisible des projets de récupération thermique, il est probable que la demande en eau souterraine ira croissant. Par conséquent, il faudra optimiser l'utilisation de cette ressource en adoptant des processus à faible rapport vapeur/pétrole. L'un de ces processus est la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur qui, en plus d'un meilleur rapport vapeur/pétrole, affiche un taux de récupération final plus élevé, de l'ordre de 60 %.[1]

On est également préoccupé par les impacts de l'injection de vapeur et de l'extraction du bitume in situ sur l'hydrogéologie régionale. Aussi contrôle-t-on en permanence les méthodes de forage et d'exploitation des puits afin d'éviter que la qualité des eaux souterraines soit compromise. Par exemple, des dispositions de surveillance des puits ont été adoptées pour certaines opérations afin de permettre la détection précoce des défaillances. On a également eu recours aux progrès

technologiques pour éliminer ces défaillances. En 1994, l'EUB a rendu obligatoire l'utilisation de tubages à double paroi et la mise en place de systèmes améliorés de détection des défaillances, ainsi que des distances d'éloignement en surface supérieures aux 100 mètres normalement imposés.[m]

La mobilisation des métaux lourds par les eaux souterraines, possiblement en raison d'une élévation de la température et de la pression de l'eau et des sédiments au voisinage immédiat du point d'injection de vapeur, est un autre problème environnemental potentiel lié à la récupération in situ du bitume. Pour parer à cette éventualité, AENV oblige les exploitants in situ à mettre en oeuvre un système de surveillance des eaux souterraines permettant de détecter les sources potentielles de contamination et de prendre les mesures de prévention qui s'imposent.

9.3.3 Émissions atmosphériques

Les exploitations de sables bitumineux sont gigantesques; elles utilisent de grandes quantités d'énergie et émettent des gaz et des particules dans l'atmosphère. Ces émissions proviennent du matériel d'exploitation, du front de taille des mines à ciel ouvert et des installations d'extraction et de valorisation. Les services qui alimentent les installations d'exploitation, d'extraction et de valorisation en électricité, en eau et en vapeur produisent également des émissions. Dans le secteur de la récupération in situ, les problèmes de qualité de l'air sont principalement liés à la consommation d'énergie pour la production de la vapeur. Parmi les autres sources d'émissions atmosphériques de l'industrie des sables bitumineux figurent les infrastructures : routes, pipelines, immeubles, etc.

Gaz à effet de serre

Les gaz à effet de serre (GES) sont des gaz atmosphériques, tels que le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'hémioxyde d'azote (N_2O), produits tant par des phénomènes naturels que par l'activité humaine. On s'accorde généralement à dire dans les cercles scientifiques que le changement climatique est dû à l'augmentation des émissions de GES provenant de sources humaines. Dans les exploitations à ciel ouvert, les centrales thermiques de production combinée d'électricité et de vapeur sont la principale source de GES, la vapeur étant surtout utilisée pour séparer le bitume du sable. Côté récupération in situ, les installations de production de vapeur sont la principale source d'émissions de CO_2. La plus grande partie des émissions de méthane (90 %) est causée par les fuites de gaz entre les puits et les installations périphériques. Le reste provient des installations de valorisation (9 %) et des têtes de puits (1 %).[n]

L'adoption de technologies nouvelles et de procédés à plus grande efficacité énergétique a réduit considérablement les émissions par unité de production. L'expansion des usines de Syncrude et de Suncor a permis d'introduire les nouvelles technologies issues de la recherche-développement. Par exemple, Syncrude prévoit qu'en 2008 ses émissions de GES par unité de production seront réduites de 38 % par rapport aux niveaux de 1990.[o] Cette réduction aux deux usines résulte :

- du remplacement des pelles à benne traînante et des excavateurs à roule-pelle qui consomment beaucoup d'électricité par des camions et des pelles mécaniques;
- du remplacement des convoyeurs par des pipelines d'hydrotransport;
- du passage à des méthodes d'extraction à basse température qui exigent beaucoup moins d'énergie;
- d'une meilleure intégration énergétique des installations d'extraction et de valorisation et de la production d'électricité sur place;
- de l'ajout d'installations de cogénération au gaz naturel;

- de la non-augmentation de l'utilisation du coke;
- de l'utilisation de systèmes de récupération de la chaleur résiduaire; et
- de la mise en place de programmes de détection et d'élimination des fuites.[p]

La mise en oeuvre de technologies plus efficaces entraîne une amélioration de la qualité du pétrole synthétique et permet à celui-ci de déplacer le brut léger classique dans les raffineries. Étant exempt de résidus, il produit peu de mazout lourd et de coke comme sous-produit. Cela permet d'utiliser le gaz naturel en plus grande quantité dans le processus de raffinage et de réduire ainsi les émissions de GES.

Bien que les émissions de GES par unité de production de pétrole synthétique aient été fortement réduites, une augmentation de la production pourrait entraîner un accroissement des émissions totales. Par exemple, on s'attend à ce que la production de pétrole fasse plus que doubler d'ici 2008, ce qui se traduira forcément par une augmentation des émissions de GES. Suncor reconnaît que « de doubler sa production de pétrole synthétique à partir des sables bitumineux augmentera les émissions de GES ».[q] Les mesures prises par l'industrie pour limiter les émissions de GES tout en augmentant la production comprennent :

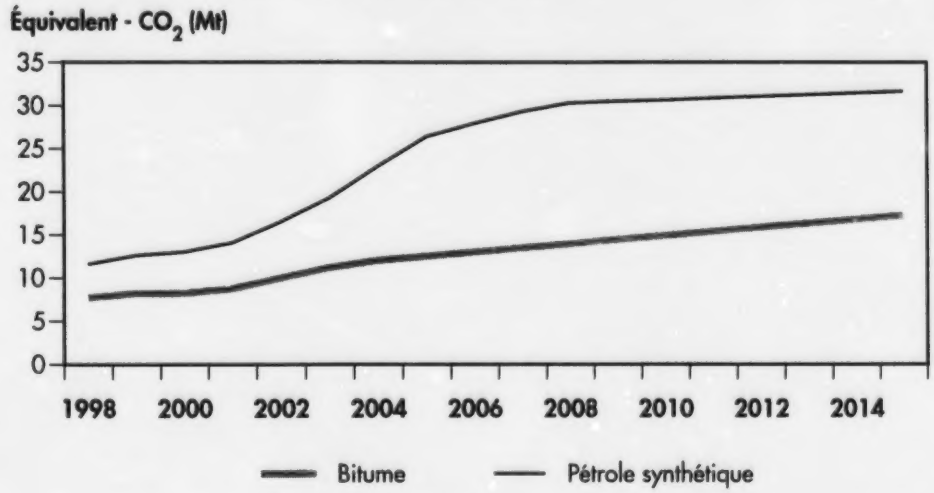
- la mise en oeuvre de nouvelles technologies à haut rendement énergétique dans les exploitations aussi bien actuelles que nouvelles;
- le captage des émissions fugitives de méthane et la réduction du brûlage du gaz dissous;
- la mise en valeur de sources d'énergies nouvelles et renouvelables;
- les mesures de compensation des émissions de GES;
- le soutien de la recherche dans les domaines de l'environnement et de l'économie; et
- l'éducation et la sensibilisation des employés, des clients et des collectivités en matière de changement climatique.

Le secteur des sables bitumineux a estimé les émissions de GES associées à la production de bitume et de pétrole synthétique (voir la figure 9.1).[1] Les émissions prévues sont basées sur les projections de l'offre contenues dans ce rapport. Tel que mentionné au chapitre 6, les projections de l'Office national de l'énergie concernant l'offre de pétrole tiré des sables bitumineux sont des projections approximatives basées sur des discussions avec l'industrie et sur son analyse de la situation. Les hypothèses sur lesquelles ce rapport se base pour évaluer les émissions de GES sont celles du rapport *Offre et demande jusqu'à 2025* publié par l'Office en 1999.[r] La méthodologie est basée sur une étude menée par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), et a été perfectionnée par l'ACPP et Environnement Canada. La quantité des émissions de GES est obtenue en utilisant des facteurs d'émission pour chaque gaz à effet de serre dans les projections de l'offre. La plupart des facteurs d'émission ont été obtenus d'Environnement Canada et de Ressources naturelles Canada (RNCan). On a utilisé pour les calculs un modèle mis au point par RNCan. Les engagements des

1 Bien que le CO_2 soit le gaz à effet de serre anthropique prédominant, le CH_4 et le N_2O ont un impact plus important, molécule pour molécule, sur le réchauffement de l'atmosphère. Ces gaz sont par conséquent comparés au CO_2 à l'aide du potentiel de réchauffement de la planète (PRP), lequel mesure le réchauffement de l'atmosphère par un gaz donné, relativement au CO_2. Le PRP du CH_4 est 21 et celui du N_2O, 310. Les émissions de ces gaz sont multipliées par leurs PRP respectifs pour donner l'équivalent en CO_2.

FIGURE 9.1

Émissions estimées des gaz à effet de serre



sociétés à réduire leurs émissions en vertu du programme Mesures volontaires et Registre[1] sont incorporés explicitement au modèle.

On prévoit qu'en 2000, les émissions de GES associées à la production du pétrole synthétique et de bitume atteindront 13,0 mégatonnes (Mt) et 8,2 Mt respectivement. En 2015, on prévoit que ces émissions auront augmenté à 31,7 Mt et 17,2 Mt respectivement. Ces estimations sont voisines de celles du rapport *Perspectives des émissions du Canada : une mise à jour*[4]. Dans ce rapport, les émissions de GES en 2000 sont estimées à 13,6 Mt pour le pétrole synthétique et à 8,1 Mt pour le bitume. Pour 2015, les émissions prévues correspondantes ont été estimées à 30,5 Mt et à 18,8 Mt respectivement.

Dioxyde de soufre (SO_2)

La combustion de coke de pétrole ou de gaz industriel pour générer de la vapeur et de l'électricité, l'utilisation de matériels diesel et la valorisation du bitume produisent des émissions de SO_2, lequel peut être transformé en polluants acides tels que l'acide sulfurique (qui contribue à l'acidification des sols et des masses d'eau). Les émissions de composés sulfurés et d'hydrocarbures peuvent également contribuer à la formation du smog urbain et dégrader la qualité de l'air.

En Alberta, les exploitants qui produisent du SO_2 doivent satisfaire aux exigences des *Ambient Air Quality Guidelines* de l'Alberta. On s'attend également participer à des forums multilatéraux sur la qualité de l'air et contribuent à la préservation de la qualité de l'air en se conformant à la législation et en faisant preuve d'une bonne intendance.

1 Le programme Mesures volontaires et Registre (MVR) a été établi en 1995 dans le cadre du Programme national d'action sur le changement climatique. Il a pour fonction d'encourager les organismes des secteurs privé et public à limiter volontairement leurs émissions de gaz à effet de serre pour aider le Canada à atteindre ses objectifs en matière d'atténuation du changement climatique. Le MVR enregistre publiquement les engagements, les progrès et les réalisations de tous les inscrits, ainsi que les plans d'activités et les rapports d'avancement servant de base aux activités de réduction des émissions de GES prévues par les organismes. Plus de 900 organismes se sont joints à l'initiative depuis 1995.

Les innovations et les améliorations technologiques ont grandement réduit les émissions de SO_2. Bien que la production de pétrole ait plus que doublé, les émissions annuelles de SO_2 n'ont pas augmenté; en fait, les émissions de Suncor n'ont jamais été aussi faibles. Le principal facteur de réduction des émissions de SO_2 chez Suncor est l'usine de désulfuration des gaz effluents dont la première année d'exploitation à pleine capacité remonte à 1998. Cette usine élimine environ 95 % des émissions de SO_2 résultant de la combustion du coke pour produire de l'électricité et de la vapeur.[4] On s'attend à un résultat similaire chez Syncrude où le nouveau matériel, tel que l'unité de désulfuration des gaz effluents ajoutée à l'unité de valorisation, ainsi qu'une usine d'extraction du soufre et une unité de traitement des eaux acides, contribueront à réduire les émissions de SO_2, même si l'on prévoit que la production va doubler.

Oxydes d'azote (NOx)

Les NOx (NO_2 et NO) sont produits par la combustion des combustibles fossiles et contribuent à l'acidification des sols et des masses d'eau. Ils peuvent contribuer à la formation d'ozone troposphérique par réaction photochimique complexe avec des composés organiques volatils. Dans l'industrie des sables bitumineux, les sources de NOx comprennent les moteurs diesel, les usines d'extraction et de valorisation, les installations de cogénération d'énergie et les sources fixes telles que les réchauffeurs et les chaudières à gaz.

Les NOx sont aussi visés par la réglementation antipollution. En Alberta, les exploitants qui produisent des NOx doivent satisfaire aux exigences pertinentes de l'Ambient Air Quality Guidelines de l'Alberta. On's attend également participer à des forums multilatéraux sur la qualité de l'air et contribuent à la préservation de la qualité de l'air en se conformant à la législation et en faisant preuve d'une bonne intendance.

L'industrie fait appel à des technologies nouvelles et du matériel amélioré pour réduire ses émissions de NOx : brûleurs bas-NOx, microcentrales d'appoint au gaz naturel, camions à faibles émissions. Suncor et Shell se sont toutes deux engagées à utiliser des camions à moteurs à faibles émissions, même si elles n'y sont pas contraintes par la réglementation canadienne. Par exemple, Suncor prévoit remplacer ses camions de 240 tonnes par un parc de camions à faibles émissions et s'attend à ce que, grâce à cette technologie améliorée, les émissions de NOx et de particules de son parc de camions soient réduites de 30 à 40 %.[5]

Composés organiques volatils (COV)

Les COV sont des composés contenant du carbone qui peuvent dégager des odeurs et se combiner à d'autres gaz pour former de l'ozone troposphérique et d'autres oxydants photochimiques. Ils contribuent également à la formation de particules. De plus, plusieurs sont toxiques. Ceux qui réagissent avec les NOx pour former de l'ozone comprennent l'éthylène, le propane, le butane et le BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène). Dans les exploitations de sables bitumineux, les émissions de COV proviennent entre autres des étangs de décantation, des effluents gazeux des usines d'extraction et des fuites des réservoirs de traitement, des parcs de stockage et du front de taille des mines à ciel ouvert.

En Alberta, les exploitations qui produisent des COV doivent participer à des forums multilatéraux sur la qualité de l'air et contribuer à la gestion de la qualité de l'air en se conformant à la législation et en faisant preuve d'une bonne intendance. Des forums tels que le Conseil canadien des ministres de l'environnement ont également servi à élaborer des codes de gestion des émissions de ces composés. L'ACPP a également établi un recueil de pratiques optimisées pour la limitation des émissions de benzène.

On réduit les émissions de COV en modifiant les procédés de traitement et en utilisant des technologies améliorées. Par exemple, dans la décision 99-2 de l'EUB, Shell s'est engagée à prendre des mesures technologiques ou opérationnelles pour améliorer la récupération des solvants résiduaires du procédé d'extraction. Elle utilisera un hydrocarbure léger comme solvant pour extraire les solides résiduels et l'eau du bitume. Le solvant contenu dans les résidus sera récupéré par des unités de récupération et réutilisé afin de minimiser les rejets de solvant vers les étangs de décantation, ce qui réduira les émissions fugitives de COV.

Ozone

L'ozone troposphérique est un gaz incolore qui se forme immédiatement au-dessus de la surface du sol. Il est créé quand les NOx et les COV entrent en réaction sous l'effet d'une température élevée et de la lumière solaire. L'ozone troposphérique est une composante majeure du smog, dont l'inhalation peut être nocive et causer des problèmes respiratoires, par exemple. Il est non seulement nocif pour la santé, mais peut également endommager la végétation, réduire la productivité de certaines récoltes et contribuer au dépérissement des forêts. Il peut également endommager les matériaux synthétiques et certains textiles, lézarder le caoutchouc, et accélérer la décoloration et la dégradation de certaines peintures et de certains revêtements.

Bien que l'exploitation des sables bitumineux ne soit pas une source directe d'ozone, les émissions de NOx et de COV dans certaines conditions météorologiques pourraient contribuer à la formation de l'ozone troposphérique. À cause des effets cumulatifs des émissions industrielles, Environnement Canada en est venu à la conclusion qu'une gestion régionale de l'ozone était nécessaire. EC appuie donc la Regional Sustainable Development Strategy d'AENV comme forum multilatéral pour gérer la qualité de l'air dans la région des sables bitumineux. L'EUB s'attend également à ce que les exploitants de sables bitumineux, en collaboration avec la WBEA, AENV et les autres parties intéressées, continueront de recueillir des informations sur la formation de l'ozone à partir de composés précurseurs, et sur les impacts associés sur les récepteurs d'ozone potentiels.[v]

Particules

Les particules qui nous intéressent sont des particules micrométriques de matières solides et de matières liquides suffisamment petites pour rester en suspension dans l'air. Selon leur taille, ces particules peuvent être inhalées et être piégées dans les voies aériennes et les poumons, et avoir des conséquences nuisibles pour la santé. Elle peuvent également faire apparaître le smog, réduire la visibilité et contribuer à l'acidification des sols en piégeant les NOx et le SO_2. Dans les exploitations de sables bitumineux, les sources de particules comprennent le sol soulevé par le vent, la poussière des chemins et les activités industrielles, ainsi que les émissions des véhicules automobiles et des centrales électriques. Les sources secondaires de particules comprennent les émissions de SO_2, de NOx et de VOC, lesquels servent de précurseurs à la formation des particules dans l'atmosphère.

Les gouvernements de l'Alberta et du Canada ont tous deux des objectifs de qualité d'air ambiant concernant les particules. Les particules de taille inférieure ou égale à 10 micromètres ont récemment été déclarées toxiques en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Le gouvernement fédéral a maintenant l'autorité nécessaire pour élaborer des stratégies de limitation des particules. Il dispose maintenant de deux ans pour élaborer des mesures visant à réduire l'exposition aux particules de taille inférieure ou égale à 10 micromètres, et d'un délai subséquent de 18 mois pour mettre ces mesures en application.

Dans l'exploitation des sables bitumineux, la technologie naissante des moteurs à faibles émissions pourrait réduire considérablement la production de particules et les sources secondaires constituées

par les émissions de précurseurs de particules. D'autres efforts de réduction de la production de particules se concentrent sur la modification des procédés, notamment par l'utilisation de dépoussiéreurs électriques. À titre de membres de la WBEA et de participants à d'autres forums multilatéraux, les exploitants des sables bitumineux veillent également à ce que des programmes appropriés de surveillance de la qualité de l'air dans les collectivités voisines des exploitations soient établis et appliqués.

9.3.4 Impacts environnementaux cumulatifs

Avec la multiplication des projets d'exploitation des sables bitumineux en cours de planification, le système de réglementation risque d'être dépassé, puisqu'il est conçu pour examiner les impacts environnementaux et émettre des autorisations pour des projets considérés isolément. Le problème vient du fait que ces vastes exploitations sont voisines les unes des autres. En raison du niveau atteint par les activités, la question de savoir quelles interactions collectives et cumulatives ces nombreux projets rapprochés les uns des autres auront avec l'environnement se pose."

La possibilité que tous les projets existants, approuvés et planifiés d'exploitation de sables bitumineux finissent par avoir un impact régional est devenue une question clé au printemps 1997 durant la réunion préparatoire publique pour la demande d'exploitation de la mine Aurora présentée par Syncrude. Constatant que l'exploitation simultanée de plusieurs mines et de leurs installations connexes pouvait engendrer des conflits, Environnement Canada a recommandé que les parties intéressées dans la région des sables bitumineux examinent la possibilité d'une collaboration. À l'audience, le ministère des Pêches et des Océans a encouragé la constitution d'un forum régional industrie-autres parties intéressées qui ferait en sorte que les plans de protection des poissons et de leurs habitats, ainsi que l'atténuation des impacts sur ceux-ci, soient adéquats pour le site.[3]

En décembre 1997, Shell Canada a soumis à l'EUB une proposition pour son projet d'exploitation de la mine Muskeg River. Cette proposition a été suivie par la demande pour le projet Millennium de Suncor en avril 1998 et celle du projet d'expansion de l'unité de valorisation Mildred Lake de Syncrude en juillet 1998. Pour relever les défis importants liés à l'évaluation des effets cumulatifs, l'industrie de l'exploitation des sables bitumineux a créé l'Athabasca Oil Sands Cumulative Effects Assessment Initiative. Celle-ci a eu pour résultat, entre autres, la publication de l'*Athabasca Oil Sands CEA Framework Report* en février 1999. Ce rapport décrit un cadre commun pour l'évaluation des effets environnementaux cumulatifs des projets d'exploitation dans la région des sables bitumineux.

En septembre 1998, AENV a dirigé l'élaboration de la Regional Sustainable Development Strategy (RSDS) pour la région des sables bitumineux de l'Athabasca. L'élaboration de cette stratégie s'est faite dans

Catégories et sujets de la RSDS

Catégorie A *(basée sur les lacunes d'information et la priorité)* : écosystèmes durables et utilisation des sols, impacts cumulatifs sur la faune, le sol et la diversité des espèces végétales; effets des émissions atmosphériques sur la santé, la faune et la végétation; et effets des dépôts de métaux lourds (bioaccumulation et consommation).

Catégorie B *(basée sur les lacunes d'information et les travaux en cours)* : gestion des accès; impacts cumulatifs sur l'habitat des poissons et les populations de poissons; effets des émissions des étangs de décantation; effets des dépôts acides sur les récepteurs sensibles; et impacts cumulatifs sur la qualité des eaux de surface.

Catégorie C *(basée sur les lacunes d'information, les travaux en cours et une priorité moins élevée)* : qualité de l'eau des lacs de Kettle; effets cumulatifs sur la qualité des eaux de surface; effets cumulatifs sur la quantité et la qualité des eaux souterraines.

par les émissions de précurseurs de particules. D'autres efforts de réduction de la production de particules se concentrent sur la modification des procédés, notamment par l'utilisation de dépoussiéreurs électriques. À titre de membres de la WBEA et de participants à d'autres forums multilatéraux, les exploitants des sables bitumineux veillent également à ce que des programmes appropriés de surveillance de la qualité de l'air dans les collectivités voisines des exploitations soient établis et appliqués.

9.3.4 Impacts environnementaux cumulatifs

Avec la multiplication des projets d'exploitation des sables bitumineux en cours de planification, le système de réglementation risque d'être dépassé, puisqu'il est conçu pour examiner les impacts environnementaux et émettre des autorisations pour des projets considérés isolément. Le problème vient du fait que ces vastes exploitations sont voisines les unes des autres. En raison du niveau atteint par les activités, la question de savoir quelles interactions collectives et cumulatives ces nombreux projets rapprochés les uns des autres auront avec l'environnement se pose."

La possibilité que tous les projets existants, approuvés et planifiés d'exploitation de sables bitumineux finissent par avoir un impact régional est devenue une question clé au printemps 1997 durant la réunion préparatoire publique pour la demande d'exploitation de la mine Aurora présentée par Syncrude. Constatant que l'exploitation simultanée de plusieurs mines et de leurs installations connexes pouvait engendrer des conflits, Environnement Canada a recommandé que les parties intéressées dans la région des sables bitumineux examinent la possibilité d'une collaboration. À l'audience, le ministère des Pêches et des Océans a encouragé la constitution d'un forum régional industrie-autres parties intéressées qui ferait en sorte que les plans de protection des poissons et de leurs habitats, ainsi que l'atténuation des impacts sur ceux-ci, soient adéquats pour le site.[x]

En décembre 1997, Shell Canada a soumis à l'EUB une proposition pour son projet d'exploitation de la mine Muskeg River. Cette proposition a été suivie par la demande pour le projet Millennium de Suncor en avril 1998 et celle du projet d'expansion de l'unité de valorisation Mildred Lake de Syncrude en juillet 1998. Pour relever les défis importants liés à l'évaluation des effets cumulatifs, l'industrie de l'exploitation des sables bitumineux a créé l'Athabasca Oil Sands Cumulative Effects Assessment Initiative. Celle-ci a eu pour résultat, entre autres, la publication de l'*Athabasca Oil Sands CEA Framework Report* en février 1999. Ce rapport décrit un cadre commun pour l'évaluation des effets environnementaux cumulatifs des projets d'exploitation dans la région des sables bitumineux.

En septembre 1998, AENV a dirigé l'élaboration de la Regional Sustainable Development Strategy (RSDS) pour la région des sables bitumineux de l'Athabasca. L'élaboration de cette stratégie s'est faite dans

Catégories et sujets de la RSDS

Catégorie A *(basée sur les lacunes d'information et la priorité)* : écosystèmes durables et utilisation des sols, impacts cumulatifs sur la faune, le sol et la diversité des espèces végétales; effets des émissions atmosphériques sur la santé, la faune et la végétation; et effets des dépôts de métaux lourds (bioaccumulation et consommation).

Catégorie B *(basée sur les lacunes d'information et les travaux en cours)* : gestion des accès; impacts cumulatifs sur l'habitat des poissons et les populations de poissons; effets des émissions des étangs de décantation; effets des dépôts acides sur les récepteurs sensibles; et impacts cumulatifs sur la qualité des eaux de surface.

Catégorie C *(basée sur les lacunes d'information, les travaux en cours et une priorité moins élevée)* : qualité de l'eau des lacs de Kettle; effets cumulatifs sur la qualité des eaux de surface; effets cumulatifs sur la quantité et la qualité des eaux souterraines.

le cadre d'un partenariat entre les parties intéressées et les organismes de régulation, y compris l'industrie, les Premières Nations et les collectivités autochtones, les associations de gens d'affaires, l'environnement, les groupes d'entreprise locaux, et les organismes des gouvernements municipaux, provincial et fédéral. La RSDS couvre 72 problèmes environnementaux extraits de l'*Athabasca Oil Sands CEA Framework Report*, des évaluations des impacts environnementaux de projets particuliers dans la région, et des problèmes soulevés dans les réunions de l'EUB sur les projets d'exploitation à ciel ouvert et in situ des sables bitumineux. Les problèmes ont été groupés en quatorze thèmes qui ont été répartis en trois catégories départagées selon l'urgence de les examiner, d'après les parties intéressées. Pour les problèmes de chaque thème, on a formé des groupes chargés d'élaborer des stratégies de gestion, y compris des programmes de surveillance et de recherche. La RSDS a pour fonction de mettre les données en commun afin que les décisions soient prises en connaissance de cause à tous les niveaux. Quand les objectifs et les indicateurs sont complexes et difficiles à déterminer ou à mesurer, les parties intéressées régionales représentant les milieux scientifiques, traditionnels, industriels, publics et régulateurs travailleront en collaboration pour s'entendre sur le système de gestion à mettre en oeuvre. AENV sera chargé de coordonner et de diriger la RSDS. La CEMA servira de point de contact aux parties intéressées régionales en ce qui concerne les nouveaux problèmes, les préoccupations, les questions ou les commentaires. AENV et la CEMA suivront l'évolution des travaux.[7]

9.3.5 Effets socio-économiques

Les principales questions socio-économiques liées à l'exploitation des sables bitumineux sont :

- l'augmentation de l'emploi régional, ce qui modifiera la dynamique des populations;
- les impacts sur les Premières Nations et la nation métisse et l'utilisation des terres traditionnelles;
- les impacts sur les fournisseurs de services locaux et régionaux, notamment dans les domaines de l'habitation et l'éducation, ainsi que des services de santé, des services sociaux et des services de secours;
- les impacts sur les transports et les infrastructures telles que les services publics et les ponts;
- les problèmes d'emploi et de sous-traitance particuliers aux projets; et
- les avantages pour les économies régionale, provinciale et nationale.

Les questions socio-économiques sont examinées principalement par deux groupes : le Regional Infrastructure Working Group et l'Athabasca Tribal Council/Athabasca Resource Development Working Group.[8]

La fonction principale du Regional Infrastructure Working Group est de déterminer les priorités associées aux infrastructures matérielle et sociale, de désigner l'autorité appropriée pour prendre les initiatives, et de fournir l'information nécessaire à la planification, ainsi qu'à la résolution des problèmes. Les membres comprennent les exploitants de sables bitumineux, les groupes communautaires et la municipalité régionale de Wood Buffalo. En cas de problème particulier, le groupe de travail créera un sous-comité et invitera les parties intéressées à en devenir membre.

L'Athabasca Tribal Council/Athabasca Resource Development Working Group a été créé pour examiner les impacts de l'exploitation sur les autochtones. Le principal impact de l'exploitation des sables bitumineux sur les autochtones est l'effet produit sur le mode de vie traditionnel. Les terres traditionnelles sont touchées par les activités industrielles et l'exploitation forestière, de sorte qu'elles peuvent moins facilement supporter les modes de vie traditionnels. D'autres facettes sont aussi à

considérer : l'éducation, la formation, les possibilités d'emploi et d'affaires, la conservation de la culture, l'ajustement à une économie basée sur les salaires, et l'infrastructure matérielle des activités de construction et d'exploitation des installations. La liaison avec la CEMA sera assurée par un sous-comité.

Les questions socio-économiques sont également prises en compte dans le processus d'approbation de l'EUB. Ainsi, les promoteurs de projets doivent mener des consultations publiques avec les parties intéressées, y compris les groupes autochtones des collectivités touchées ou des régions concernées. Les sociétés peuvent conclure des accords avec les parties intéressées, particulièrement les groupes autochtones, si cela semble propice à résoudre les problèmes soulevés au cours de la consultation publique. Plusieurs sociétés ont également adopté des politiques et des programmes qui visent à améliorer la situation des groupes autochtones. Ces programmes peuvent couvrir l'éducation, l'emploi, la création d'entreprises, le développement communautaire et les problèmes environnementaux, particulièrement la sensibilisation aux effets environnementaux cumulatifs sur les terres traditionnelles.

9.4 Conclusion

L'Alberta dispose de vastes ressources en sables bitumineux. La multiplication des projets de mise en valeur en cours ou proposés imposera de nombreux défis à l'industrie, au public et aux organismes de réglementation. Une planification soignée s'impose pour éviter tout dommage irréparable aux personnes et à l'environnement, et pour garantir une exploitation durable des ressources naturelles qui tiendra compte des besoins des générations futures. Bien qu'en général les améliorations technologiques aient réduit les impacts environnementaux par unité de production, l'intensification de l'exploitation des sables bitumineux pourrait entraîner une augmentation des impacts cumulatifs. Les nombreux groupes multilatéraux créés ces dernières années auront un rôle critique à jouer dans la maîtrise de ces effets cumulatifs. De plus, l'efficacité de la RSDS et du développement subséquent de systèmes de gestion, qui constituent une approche nouvelle et innovatrice à la gestion des effets cumulatifs d'une industrie, devra être étroitement surveillée.

Références

a) Yildirim, Erdal. «Oil Sands Development in Canada,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

b) MacCrimmon, Gail et Thomas Marr-Laing. *Patchwork Policy, Fragmented Forests: In Situ Oil Sands, Industrial Development and the Ecological Integrity of Alberta's Boreal Forest*, pp. 10-13, mai 2000.

c) *The Oil Sands: A New Energy Vision for Canada, Appendix B: Environment Report, Securing a Sustainable Future for Canada's Oil Sands Industry*, The National Task Force on Oil Sands Strategies of the Alberta Chamber of Resources, p. 4, printemps 1995.

d) MacCrimmon et Marr-Laing, 2000.

e) Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 2000-7, Pan Canadian Resources, Application for Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Recovery Scheme, Christina Lake Thermal Project*, février 2000.

f) Avery, Bryant. «Syncrude Starts Tailings Cleanup,» Calgary Herald, D2, 20 juillet 2000.

g) Stosur, George J., Sandra L. Waisley, Thomas B. Reid et Leland C. Marchant, «Tar Sands - Technology, Economics and Environmental Issues for Commercial Production Beyond the Year 2000,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

h) Mikula, R.J., V.A. Munoz, K.L. Kasperski, O.E. Omotoso et D. Sheeran, «Commercial Implementation of a Dry Landscape Oil Sands Tailings Reclamation Option: Consolidated Tailings,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

i) Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 99-2, Shell Canada Limited Muskeg River Mine Project*, février 1999.

j) Stosur, 1998.

k) *Ibid.*

l) Isaacs, Eddy E., Ted Cyr, Chu Hsi et Surindar Singh, «Recovery Methods for Heavy Oil and Bitumen in the 21st Century,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

m) Sadler, Keith et Richard Houlihan, «Oil Sands Development in Alberta - An EUB Perspective,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

n) *Document de référence de l'industrie pétrolière et gazière* préparé pour le Secrétariat national sur le changement climatique, 9 novembre 1998.

o) Fondation des communications sur le pétrole, *Canada's Oil Sands and Heavy Oil*, avril 2000.

p) *Document de référence*, 1998.

q) Suncor Energy, «About Project Millennium,»

r) Office national de l'énergie, *L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, 1999.

s) Processus national sur le changement climatique, Groupe de l'analyse et de modélisation, *Perspectives des émissions du Canada : une mise à jour*, décembre 1999.

t) Suncor Energy, *1999 Progress Report on Environment, Health and Safety, and Social Responsibility*, Section 6 de 21, octobre 1999.

u) Alberta Energy and Utilities Board, *Addendum B to Decision 99-7, Application by Suncor Energy Inc. for Amendment of Approval No. 8101 for the Proposed Millennium Development*, juillet 1999.

v) AEUB, Decision 99-2.

w) Baker, J.G., J.R. Creasy, R.M Christie et D.D. MacGregor, «Cumulative Effects of Multiple Mega-Projects: The Case of Oil Sands Development in Alberta,» 1999.

x) *Ibid.*

y) Alberta Environment, *Regional Sustainable Development Strategy for the Athabasca Oil Sands Area*, juillet 1999.

z) Golder Associates Ltd., *Athabasca Oil Sands CEA Framework Report*, février 1999.

Bibliographie choisie

Air Pollution Prevention Directorate, *Towards a National Particulate Strategy for Canada: A Discussion Paper from Environment Canada*, juillet 1997.

Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 2000-7, Pan Canadian Resources, Application for a Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Recovery Scheme, Christina Lake Thermal Project*, février 2000.

Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 2000-23, Ranger Oil Limited Cold Lake Oil Sands Area Primary Recovery Scheme*, avril 2000.

Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 99-2, Shell Canada Limited Muskeg River Mine Project*, février 1999.

Alberta Energy and Utilities Board, *Addendum to Decision 99-7, Application by Suncor Energy Inc. for Amendment of Approval No. 8101 for the Proposed Project Millennium Development*, juillet 1999.

Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 99-25, Application by Syncrude Canada Ltd. for Amendment of Approval No. 7550 Proposed Mildred Lake Upgrader Expansion*, octobre 1999.

Alberta Energy and Utilities Board, *Information Letter 96-07, EUB/AEP Memorandum of Understanding on the Regulation of Oil Sands Developments*, avril 1996.

Alberta Environment, *Guideline for Wetland Establishment on Reclaimed Oil Sands Leases*, Report #ESD/LM/00-1, mars 2000.

Alberta Environment, *Regional Sustainable Development Strategy for the Athabasca Oil Sands Area*, juillet 1999.

Alberta Environment, *Guidelines for Reclamation to Forest Vegetation in the Athabasca Oil Sands Region*, Report #ESD/LM/99-1, octobre 1998.

Avery, Bryant. «Syncrude Starts Tailings Cleanup,» Calgary Herald, D2, 20 juillet 2000.

Baker, J.G., J.R. Creasy, R.M Christie et D.D. MacGregor, «Cumulative Effects of Multiple Mega-Projects: The Case of Oil Sands Development in Alberta», 1999.

Bott, Robert. «Oil Sands: Digging in for the Long Term», Fondation des communications sur le pétrole, hiver 2000.

Document de référence de l'industrie pétrolière et gazière préparé pour le Secrétariat national sur le changement climatique, 9 novembre 1998.

Fondation des communications sur le pétrole, *Canada's Oil Sands and Heavy Oil*, avril 2000.

Golder Associates Ltd., *Athabasca Oil Sands CEA Framework Report*, février 1999.

Isaacs, Eddy E., Ted Cyr, Chu Hsi et Surindar Singh, «Recovery Methods for Heavy Oil and Bitumen in the 21st Century,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

Lachambre, Phillip C., «The Oilsands Industry and Syncrude Canada Ltd. Growth Plans,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

Lang, B.A., *Suncor Energy Inc. Oil Sands Millennium Project*, Suncor Energy, 1998.

Li, Xiaomei, Yongsheng Feng et Martin Y.P. Fung, «Land Reclamation of Oil Sands Processing By-Products: An Aggregation Approach,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

MacCrimmon, Gail et Thomas Marr-Laing. *Patchwork Policy, Fragmented Forests: In Situ Oil Sands, Industrial Development and the Ecological Integrity of Alberta's Boreal Forest*, mai 2000.

Mikula, R.J., V.A. Munoz, K.L. Kasperski, O.E. Omotoso et D. Sheeran. «Commercial Implementation of a Dry Landscape Oil Sands Tailings Reclamation Option: Consolidated Tailings,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

Oil Sands Vegetation Reclamation Committee, *Guidelines for Reclamation to Forest Vegetation in the Athabasca Oil Sands Region*, 1998, ISBN 0-7785-0411-5.

Oil Sands Water Release Technical Working Group, *Approaches to Oil Sands Water Releases*, 1996, 34 pp.

Oil Sands Mining End Land Use Committee, *Report and Recommendations*, 1998.

Polikar, Marcel, Ted Cyr et Keith Sadler. «Alberta Oil Sands: The Advance of Technology, 1978-98 and Beyond,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

Processus national sur le changement climatique. Groupe de l'analyse et de modélisation. Perspectives des émissions du Canada : une mise à jour, décembre 1999.

Sadler, Keith et Richard Houlihan, «Oil Sands Development in Alberta - An EUB Perspective,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

Stosur, George J., Sandra Waisley, Thomas B. Reid et Leland C. Marchant. «Tar Sands - Technology, Economics and Environmental Issues for Commercial Production Beyond the Year 2000,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

Suncor Energy, *Our Journey Towards Sustainable Development*, 2000.

Suncor Energy, *Progress Report on Environment, Health and Safety, and Social Responsibility*, 1999.

Suncor Energy, *Project Millennium: Sustainable Development*, 2000.

Syncrude Canada Ltd., 1999 *Action Plan*.

The Oil Sands: A New Energy Vision for Canada, Appendix B: Environment Report, Securing a Sustainable Future for Canada's Oil Sands Industry, The National Task Force on Oil Sands Strategies of the Alberta Chamber of Resources, printemps 1995.

The Pembina Institute, News Release, *Oil Sands Watchdog Calls for Moratorium on New «In Situ» Oilsands Development*, 2 novembre 1999.

Wood Buffalo Environmental Association, *1998 Annual Report*.

Yildirim, Erdal. «Oil Sands Development in Canada,» 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, Chine, 1998.

GLOSSAIRE

Aquifère	Formation, ou groupe de formations géologiques souterraines qui contiennent de l'eau.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.Biodiversité Variété des organismes vivants composant un écosystème.
Bitume ou bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable dans un puits à une échelle commerciale, parce que trop visqueux pour s'écouler.
Bitume fluidifié	Bitume naturel mélangé avec des fractions pétrolières légères en vue d'abaisser sa viscosité et sa densité pour respecter les spécifications du transport par pipeline.
CH_4	Méthane.
CO_2	Dioxyde de carbone.
Coke	Résidu solide noirâtre constitué de carbone résultant de l'extraction des hydrocarbures utiles du bitume.
Combustibles fossiles	Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.
Condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou autres installations de collecte, ou encore à l'entrée d'une usine de traitement, avant le traitement du gaz.
Coût de l'offre	Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les coûts d'exploitation, les taxes, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Craquage	Procédé qui consiste à scinder les grosses molécules complexes d'hydrocarbures en molécules plus petites et plus légères.

Diluant	Hydrocarbures légers, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Écosystème	Communauté biologique formée par des organismes en interaction et leur environnement physico-chimique.
Effet de serre	Phénomène naturel au cours duquel le rayonnement solaire de courtes longueurs d'onde n'est pas absorbé par l'atmosphère terrestre, mais où le rayonnement de grandes longueurs d'onde émis par la surface de la Terre est partiellement absorbé, ajoutant une énergie nette à la basse atmosphère et aux couches sous-jacentes et provoquant ainsi une hausse de leurs températures.
Exploitation minière intégrée	Exploitation alliant extraction et valorisation; les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert, puis le bitume est séparé du sable et raffiné.
Extraction	Procédé propre à l'industrie des sables bitumineux, qui consiste à séparer le bitume des sables bitumineux.
Fondrière	Marécage occupé par une accumulation de matières organiques en décomposition d'une épaisseur de un à trois mètres et recouvrant le mort-terrain. Les fondrières favorisent la croissance d'arbres à enracinement superficiel, comme les épinettes noires et les mélèzes d'Amérique.
Gaz associé	Gaz naturel qui flotte au-dessus du pétrole brut dans un réservoir productif.
Gisement (ou réservoir)	Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut ou de gaz naturel brut délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
Hydrocarbures	Composés organiques chimiques constitués d'atomes d'hydrogène et de carbone qui sont à la base de tous les produits pétroliers. Les hydrocarbures peuvent se présenter sous forme liquide, solide ou gazeuse.
Hydrocraquage	Scission de chaînes d'hydrocarbures en molécules plus petites en présence d'hydrogène et d'un catalyseur, comme le platine. Le produit final est une essence de grande qualité et d'autres hydrocarbures légers.
Hydrotraitement	Procédé utilisé pour saturer les oléfines et améliorer la qualité des hydrocarbures. Il permet d'éliminer les impuretés comme l'azote, le soufre et divers métaux, en présence d'un catalyseur et d'hydrogène.

Indice de cétane	Nombre qui désigne le pourcentage de cétane pur dans un mélange de cétane et d'alphaméthylnapthalène et exprime l'aptitude à l'auto-inflammation d'un combustible diesel. Cet indice, utilisé pour les combustibles de distillat moyen, s'apparente à l'indice d'octane pour l'essence.
Injection de vapeur de solvant	Procédé d'extraction semblable à la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur, mais qui utilise de la vapeur de solvant plutôt que de la vapeur d'eau pour diminuer la viscosité du pétrole brut dans le gisement.
Liquides de gaz naturel	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes.
Mort-terrain	Couches de sable, de gravier et de schiste qui recouvrent le sable bitumineux et doivent être enlevées avant que l'extraction puisse commencer. À maints endroits, une fondrière recouvre le mort-terrain.
NOx	Oxydes d'azote.
PADD	*Petroleum Administration for Defence Districts.*
Pentanes Plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de densité inférieure à 900 kg/m^3. Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement un pétrole brut de densité supérieure à 900 kg/m^3.
Pétrole brut non classique	Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex., le bitume).
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par la valorisation du bitume naturel ou du mazout lourd.
Pétrole brut valorisé	Terme désignant généralement le bitume naturel et le pétrole brut lourd après valorisation. Synonyme de pétrole brut synthétique.

Point de fumée	Essai permettant de mesurer la qualité de combustion des carburants aviation, du kérosène et des huiles d'éclairage. C'est la hauteur en millimètres de la flamme obtenue au moment où l'on commence à observer l'apparition de la fumée.
Potentiel ultime de ressources	Estimation de toutes les réserves récupérables ou commercialisables à un moment donné, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus.
Prix réel	Prix d'un produit rectifié pour tenir compte de l'inflation. Dans ce rapport, la plupart des prix réels sont exprimés en dollars de 1997.
Puits horizontal	Segment de puits dévié par rapport à la verticale pour longer horizontalement la zone productive. Il s'agit de la partie du puits de forage qui s'écarte de 80 degrés ou plus de la verticale.
Récupération assistée	Récupération par un procédé de production autre que la récupération primaire.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume naturel des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Récupération primaire	Extraction du pétrole brut au moyen de la seule énergie naturelle du gisement et de techniques de pompage.
Remise en état	Travaux par lesquels on s'efforce de remettre le terrain dans un état stable, biologiquement productif, après les travaux.
Répartition	Méthode d'attribution de la différence entre le volume total appelé et la capacité d'un pipeline, lorsque cette dernière est inférieure au volume total appelé.
Réserves établies	Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves initiales établies	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves prouvées	Réserves récupérables au moyen de techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves restantes	Différence entre les réserves initiales et la production cumulative, à un moment donné.
Résidus composites (RC)	Aussi désignés résidus consolidés. Technologie qui consiste à combiner aux résidus fins du sable et du gypse pour produire en peu de temps un dépôt ferme de résidus, ce qui permet de procéder relativement tôt à la remise en état du terrain.

Ressources en place	Volume brut de pétrole ou de gaz naturel que l'on a estimé se trouver initialement dans un gisement, avant toute production et indépendamment de la quantité qui sera effectivement récupérée.
Ressources récupérables	La portion du potentiel ultime de ressources récupérables selon les conditions économiques et techniques prévues.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.
Séparation gravitaire stimulée	Technique de stimulation par la vapeur de puits horizontaux en vertu de par injection de vapeur laquelle le bitume s'écoule par gravité dans le puits de production. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur, l'injection de vapeur et la production se font en continu et simultanément.
SO_2	Dioxyde de soufre.
Stimulation cyclique par la	Méthode de récupération du bitume qui consiste à injecter de la vapeur d'eau
Unité de cokéfaction	Four dans lequel est effectué le craquage thermique du bitume et dont est retiré le coke avant la transformation du bitume en brut valorisé. Les fractions légères, en particulier le naphte et les gazoles, constituent les principaux composants du mélange final.
Usine de valorisation	Usine de traitement qui n'est pas associée à une installation minière ou à une indépendante raffinerie.
Valorisation	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité soit par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
Vapeur d'eau	dans un gisement, ce qui chauffe celui-ci, diminue la viscosité du pétrole et augmente la pression de production. On pratique alternativement, dans le même puits, l'injection de vapeur et la production.
Viscosité	Mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Moins un liquide est visqueux, plus il s'écoule facilement.
Volume initial en place	Volume de bitume naturel ou de pétrole brut que l'on a estimé exister avant toute production.
Volume ultime en place	Valeur représentant le volume que l'on aura présumément établi au terme des activités d'exploration et de mise en valeur.

MÉTHODE D'ESTIMATION DES RESSOURCES APPLIQUÉE PAR L'EUB

À l'origine, l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB) calculait le volume en place de bitume naturel à l'aide d'une méthode volumétrique appelée « méthode des blocs ». En procédant par quart de section,on déterminait, pour chaque horizon renfermant du bitume, le volume des ressources qui dépassaient certaines limites convenues, et ce pour l'ensemble du dépôt. Ces limites étaient fixées respectivement à 3 p. 100 de bitume en poids et 1,5 mètre d'épaisseur de zone productrice nette pour les gisements de grès dans les zones de récupération in situ, à 6 p. 100 de bitume et 3,0 mètres de zone productrice pour les zones d'extraction à ciel ouvert, et à 30 p. 100 de bitume en volume et 5 p. 100 de porosité de la roche pour les gisements carbonatés. Pour obtenir les données relatives à un quart de section, soit on forait des trous de sonde, soit on appliquait les valeurs les plus faibles établies pour les terrains adjacents. Pour arriver à une valeur volumétrique standard, on appliquait la formule suivante :

$$\text{Volume de bitume} = \left(\frac{\text{zone productrice nette x pourcentage de bitume en poids x masse volumique}}{100} \right) \text{x (superficie)}$$

Mais récemment, un programme de cartographie a été mis en oeuvre pour établir une carte de l'épaisseur des zones productrices de chacun des horizons d'un dépôt. À partir du volume de roche ainsi établi, on détermine la teneur du gisement en bitume, en poids ou en volume. La même méthode est appliquée aux gisements de gaz ou de pétrole dans le reste de la province.

Les volumes de bitume récupérables sont déterminés séparément selon que les zones se prêtent à l'extraction à ciel ouvert ou qu'elles exigent la mise en oeuvre de méthodes in situ.

a) L'EUB fait l'hypothèse que les méthodes d'extraction à ciel ouvert seront utilisées dans les zones où l'épaisseur du mort-terrain est d'au plus 75 mètres. Après l'application des valeurs limites touchant la teneur minimale en bitume et l'épaisseur de la zone productrice, le volume total des ressources exploitables à ciel ouvert est réduit de 10 p. 100, pour permettre la préservation de corridors tampons le long des grandes rivières, de 10 p. 100, pour tenir compte des zones de ressources isolées qui ont peu de chances d'être mises en valeur, de 10 p. 100, pour la mise en place des installations (usines, étangs de décantation, décharges) et enfin de 18 p. 100, pour tenir compte des pertes en cours d'extraction. Avant 1999, l'EUB ne considérait comme réserves que les volumes compris dans les gisements en exploitation (le reste était considéré comme des ressources). Depuis 1999, il tient pour acquis que toutes les zones répondant au critère de zone exploitable (moins le pourcentage de pertes établi ci-dessus) sont aptes à être mises en valeur, et les volumes autrefois considérés comme ressources sont maintenant englobés dans les réserves.

b) Avant 2000, l'EUB ne considérait comme se prêtant aux méthodes in situ que les réserves visées par une exploitation commerciale active et par des activités de récupération primaire et de récupération expérimentale. Depuis 2000, l'EUB englobe également dans cette catégorie les réserves que renferment les zones jugées comme pouvant éventuellement faire l'objet de méthodes de récupération in situ. Il a porté à 10 mètres l'épaisseur minimale des ressources en place pour qu'elles puissent être extraites par des méthodes thermiques. Il applique des taux de récupération estimatifs de 20 p. 100 aux projets d'extraction par méthode thermique et de 5 p. 100 dans les zones de récupération primaire, ce qui est prudent par rapport aux taux enregistrés par certains projets en cours. Il se peut que les taux de récupération annuels doivent être rajustés pour tenir compte des taux réels de récupération associés aux diverses méthodes de récupération.

COÛTS DE L'OFFRE - SÉPARATION GRAVITAIRE STIMULÉE PAR INJECTION DE VAPEUR

TABLEAU A2.1

Hypothèse économique

Coût de l'offre	1) Coût de l'offre - cycle complet : prix au producteur qui permet de réaliser un équilibre parfait entre, d'une part, les recettes et, d'autre part, les immobilisations, les coûts d'exploitation, les redevances et taxes, et un rendement de 10 p. 100 pend 2) Exprimé en coût moyen de production d'un baril de pétrole à chaque
Taux de rendement	10 p. 100
Redevances	Réaime des sables bitumineux de l'Alberta
Taxes fédérales	Conditions en viaueur pour les sables bitumineux
Taxes provinciales	Taux en vigueur en Alberta
Taille du projet	3 000 à 16 000 m^3/j
Prix du gaz naturel	2,00 $CAN - 5,00 $CAN/GJ

Les estimations sont établies à l'aide du modèle de flux de trésorerie PEEP utilisé pour évaluer les formations de McMurray et de Clearwater dans les secteurs Cold Lake et Athabasca. Plusieurs échelles de production commerciale, allant de 3 000 à 16 000 m^3/j, sont prises en compte. On tient pour acquis que chaque projet est autonome et indépendant des autres projets de mise en valeur.

Les coûts d'immobilisations comprennent les montants engagés pour la délimitation du gisement, le forage et la complétion des paires de puits, la préparation du site et la mise en place des installations centrales. On tient pour acquis que les paires de puits sont forées à partir d'une même plate-forme et que le puits d'injection est situé directement au-dessus du puits de production.

TABLEAU A2.2

Caractéristiques des gisements et des bitumes

Secteur	Athabasca	Cold Lake
Gisement	McMurray	Clearwater
Degré API	8	10
Porosité (pourcentage)	26 - 28	30
Aquifère	No	No
Profil de rendement des paires de puits	Figures 1 et 2	Figures 3 et 4

FIGURE A2.1

Profil de rendement d'une paire de puits - Athabasca haute qualité; zone non aquifère

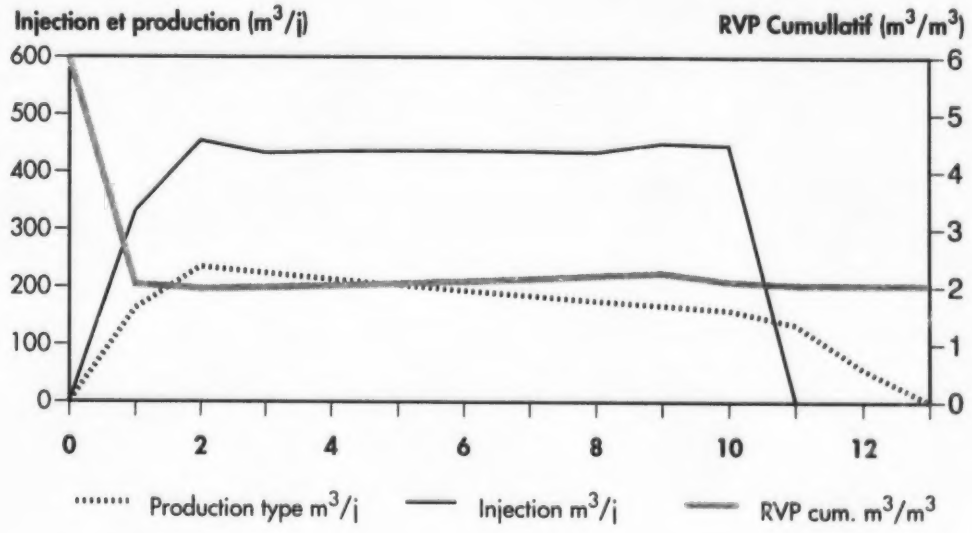


FIGURE A2.2

Profil de rendement d'une paire de puits - Cold Lake haute qualité; zone non aquifère

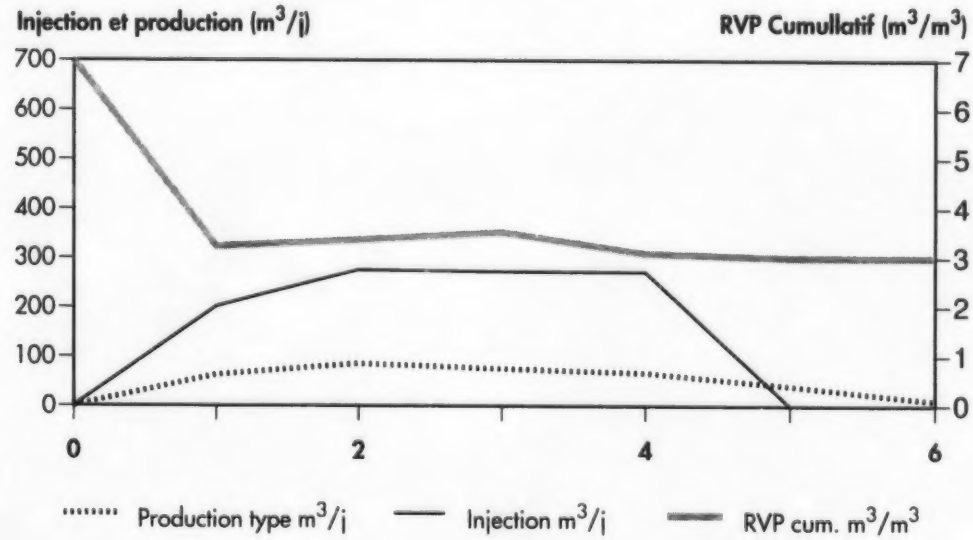


FIGURE A2.3

Profil de rendement d'une paire de puits - Athabasca qualité inférieure; zone non aquifère

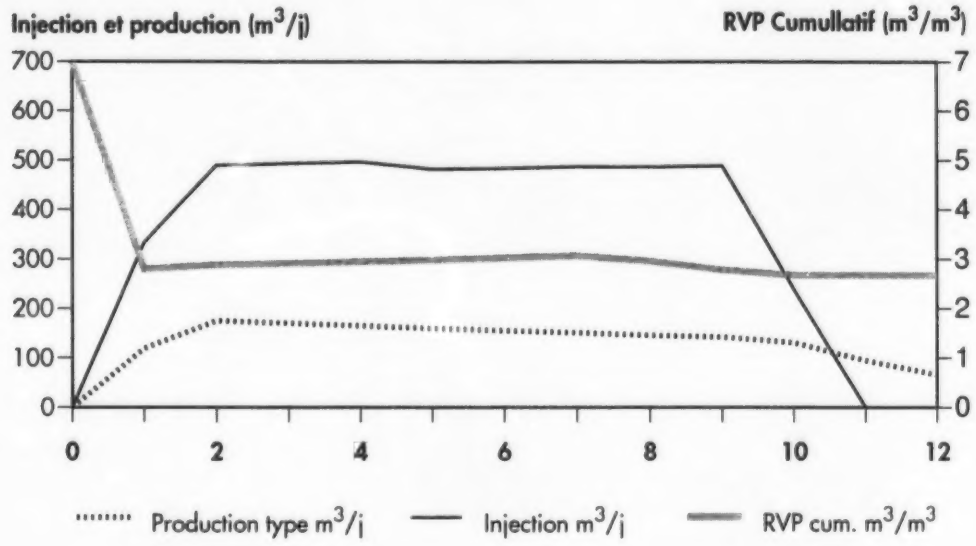
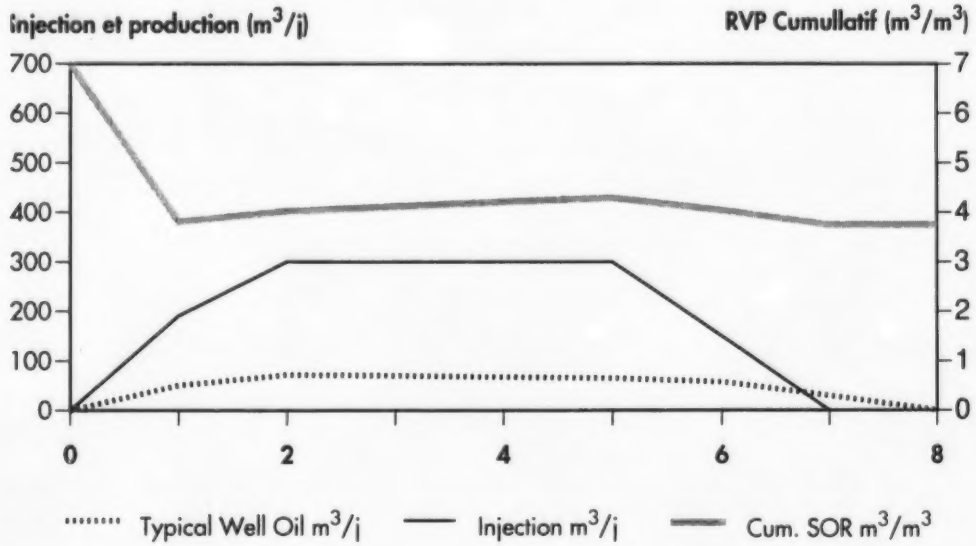


FIGURE A2.4

Profil de rendement d'une paire de puits - Cold Lake qualité inférieure; zone non aquifère



INDICATEURS ÉCONOMIQUES, CANADA

TABLEAU A3.1

Prix mondial du pétrole WTI ($US[1997]/baril)[1]	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2005	2010	2015
Scénario de base	20,69	14,24	18,60	26,00	22,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Baril à 14 $	20,69	14,24	18,60	26,00	20,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Baril à 22 $	20,69	14,24	18,60	26,00	24,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Indice des prix à la consommation (1997=1,0)	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,16	1,28	1,42
Valeur du $CAN par rapport au $US	0,72	0,68	0,67	0,68	0,71	0,72	0,74	0,76	0,77
Taux de croissance réelle du PNB du Canada	3,80	3,10	3,70	3,20	3,00	2,90	2,50	2,10	2,10

1 Prix de vente du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, Oklahoma.

FACTEURS DE CONVERSION

Abrébiations

Préfixes		Équivalent
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	peta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Facteurs de conversion du système métrique au système impérial

Unités		Équivalent (imp.)
m	mètre	3,28 pieds
m^3	mètre cube	6,3 barils (pétrole, LPG) 35,3 pieds cubes (gaz)
L	litre	0,22 gallon impérial
b	baril (pétrole, LPG)	0,159 m^3

Contenu énergétique

Unités		Contenu énergétique
GJ	gigajoule	0,95 million BTU
PJ	petajoule	

Électricité		Contenu énergétique
MW	mégawatt	
GW.h	gigawatt-heure	3600 GJ
TW.h	terawatt-heure	3,6 PJ

Gaz naturel		Contenu énergétique
$10^3 pi^3$	millier de pieds cubes	1.05 GJ
$10^9 pi^3$	milliard de pieds cubes	1.05 PJ
$10^{12} pi^3$	trillion de pieds cubes	1.05 EJ

Tableau des contenus énergétiques

Liquides de gaz naturel		Contenu énergétique
m^3	éthane	18,36 GJ
m^3	propane	25,53 GJ
m^3	butanes	28,62 GJ

Pétrole brut		Contenu énergétique
m^3	léger	38,51 GJ
m^3	lourd	40,90 GJ
m^3	pentanes plus	35,17 GJ

Facteurs d'émission de gaz à effet de serre

Sources de combustion	Production d'énergie Production de bitume	Production d'énergie Production des sables bitumineux
CO_2	439,2 kg/m^3	741,2 kg/m^3
CH_4	25,04 kg/m^3	42,47 kg/m^3
N_2O	2,45 kg/m^3	8,56 kg/m^3